

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»
Профиль подготовки: «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»
Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Совершенствование элементов технологической оснастки обсадных колонн

УДК 622.245.12-048.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ82	Лютиков Олег Николаевич		15.06.2020

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А.В.	к.т.н.		18.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Романюк В.Б.	к.э.н.		17.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент отделения общетехнических дисциплин	Черемискина М.С.	-		17.06.2020

По разделу, выполненному на иностранном языке

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения иностраннных языков	Гутарева Н.Ю.	к.п.н.		17.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев К.М.	к.х.н.		19.06.2020

Томск – 2020 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики), самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства</i> , правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i>
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать <i>результаты инженерной деятельности</i>
P9	Разрабатывать и внедрять инновационные решения при строительстве скважин
P10	Обеспечивать технологический контроль и управление процессом бурения скважин
P11	Разрабатывать проектную документацию на строительство скважин в осложненных горно-геологических условиях

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки – Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ82	Лютикову Олегу Николаевичу

Тема работы:

Совершенствование элементов технологической оснастки обсадных колонн	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-113/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<p>Объект исследования: спуск и крепление обсадных колонн</p> <p>Предмет исследования: элементы технологической оснастки обсадных колонн</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1. Обзор литературы по теме исследования:</p> <p>1.1 Обзор сортамента производителей элементов технологической оснастки обсадной колонны;</p> <p>1.2 Патентный обзор центраторов и башмаков обсадной колонны.</p> <p>2 Анализ рассмотренных элементов технологической оснастки обсадной колонны.</p> <p>2.1 Разработка классификации элементов технологической оснастки обсадной колонны.</p> <p>2.2 Выявление наиболее перспективного типа элементов технологической оснастки по каждому направлению.</p>

	3 Разработка эффективных решений по отдельным элементам технологической оснастки обсадной колонны
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	Необходимость в графических материалах отсутствует
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент отделения нефтегазового дела, к.э.н., Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Ассистент отделения общетехнических дисциплин Черемискина М.С.
Часть на иностранном языке	Доцент отделения иностранных языков к.п.н. Гутарева Н.Ю.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
The casing centralizer patent review	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	11.02.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А.В.	к.т.н.		11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ82	Лютиков Олег Николаевич		11.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ82	Лютиков Олег Николаевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования – технология и техника крепления скважины, элементы технологической оснастки для бурения и спуска обсадных колонн в скважину. Область применения – бурение нефтяных и газовых скважин, различной траектории и профиля, закачивание и крепление скважины.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018), СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Вопросы по безопасной эксплуатации объекта, на котором производится бурение представлены в приказе Госгортехнадзора от 09.04.1998 N 24 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности РД 08-200-98»: Требования к территории, объектам, помещениям, рабочим местам; требования к безопасному ведению работ при строительстве нефтяных и газовых скважин; бурение и тд.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Анализ выявленных опасных и вредных факторов на буровой установке (действие факторов на организм человека, приведение допустимых норм с ссылками на нормативные документы, меры предосторожности): 1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов; 3. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; 4. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; 5. Повышенный уровень шума на рабочем месте; 6. Повышенный уровень вибрации; 7. Отсутствие или недостаток естественного света; недостаточная освещенность рабочей зоны.
3. Экологическая безопасность: – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечки); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).	– загрязнение атмосферного воздуха вследствие выбросов выхлопных газов; – механическое и химическое загрязнение водоотводов в результате стаянивания отвалов; – нарушение естественных свойств геологической среды.

4.Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС: аварийные разливы нефти и выбросы газа, взрывы, пожары, разрывы ПВО и труб в процессе опрессовки, открытые фонтаны, затопление прибрежной территории, шквальные ветра, ливневые дожди, заморозки и др. Наиболее типичными и опасными из них, которым нужно уделить отдельное внимание являются пожары и открытые фонтаны.</p> <p>Необходимо:</p> <ul style="list-style-type: none"> – разработать превентивные меры по предупреждению ЧС; – разработать действия в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
---	---

Дата выдачи раздела по линейному графику	11.02.2020
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД, ШБИП	Черемискина М.С.			11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ82	Лютиков Олег Николаевич		11.02.2020

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ82	Лютиков Олег Николаевич

Инженерная школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление	«Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка затрат на оборудование для установки хвостовиков в наклонно-направленных скважинах и постпродажное сервисное обслуживание
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	ТУ 14-161-163-96
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Оценка перспективности использования устройств подвесок хвостовиков и сопутствующего сервисного сопровождения, предоставляемого отечественными нефтесервисными компаниями
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Составление плана проекта с учетом необходимых временных, трудовых затрат и соответствующих рисков
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Оценка эффективности применения устройств подвесок хвостовиков и сопутствующего сервисного сопровождения отечественных производителей по сравнению с зарубежными аналогами

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	11.02.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ82	Лютиков Олег Николаевич		11.02.2020

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: магистратура
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года
 Форма представления работы: магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения магистерской диссертации

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
11 февраля 2020	1. Обзор сортамента производителей элементов технологической оснастки обсадной колонны.	25
1 марта 2020	2. Патентный обзор центраторов и башмаков обсадной колонны.	25
10 марта 2020	3. Анализ рассмотренных элементов технологической оснастки обсадной колонн.	10
15 апреля 2020	4. Разработка эффективных решений и направлений развития для элементов технологической оснастки обсадной колонны	35
15 июня 2020	5. Предварительная защита диссертации	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		18.06.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения	Минаев К.М.	к.х.н.		19.06.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа включает в себя 142 страницы, 70 рисунков, 19 таблиц, 72 литературных источников, 1 приложение.

Ключевые слова: наклонно-направленная скважина, крепление, спуск колонны, центратор обсадной колонны, башмак обсадной колонны, пакер заколонный изолирующий, пробка продавочная цементирующая, обратный клапан, цементирующая корзина.

Предмет исследования – элементы технологической оснастки обсадной колонны

Целью работы является анализ путей совершенствования элементов технологической оснастки обсадной колонны. Для выполнения поставленной цели были выделены основные решаемые задачи:

1. Провести обзор сортамента элементов технологической оснастки обсадных колонн на Российском рынке и патентный обзор отдельных элементов технологической оснастки обсадных колонн.
2. Произвести анализ существующих элементов технологической оснастки обсадных колонн и в итоге предложить эффективное решение, лишенное недостатков, которые были выявлены в анализе.
3. Предложить направления совершенствования элементов технологической оснастки.

Выпускная квалификационная работа, презентация и таблицы выполнены при помощи пакета программ Microsoft Office, графический материал выполнен в программе «Компас-3DV16».

Оглавление

Введение	12
1. Технологическая оснастка обсадных колонн	14
1.1 Классификация элементов технологической оснастки обсадных колонн	14
1.2 Башмаки обсадных колонн	16
1.3 Обратные клапаны	19
1.4 Центраторы обсадных колонн	20
1.5 Турбулизаторы	22
1.6 Разделительные пробки	23
1.7 Пакеры заколонные	24
1.8 Цементируемые корзины	25
2. Основные производители и сортамент элементов технологической оснастки обсадных колонн	27
2.1 Сортамент башмаков обсадных колонн	27
2.2 Анализ производителей башмаков обсадных колонн	29
2.3 Сортамент центраторов обсадных колонн	36
2.4 Анализ производителей центраторов обсадных колонн	38
2.5 Сортамент обратных клапанов	42
2.6 Анализ производителей обратных клапанов для обсадных колонн	44
2.7 Сортамент изолирующих пакеров	47
2.8 Анализ производителей заколонных изолирующих пакеров	50
2.9 Сортамент цементируемых пробок	56
2.10 Анализ производителей цементируемых пробок	58
2.11 Сортамент цементируемых корзин	62
2.12 Анализ производителей цементируемых корзин для обсадных колонн	64
3. Патентный обзор башмаков обсадных колонн	67
3.1 Типы усовершенствованных башмаков	67
3.2 Анализ патентов приведённых башмаков	73
4. Патентный обзор центраторов	74
5. Совершенствование элементов технологической оснастки	86
6. Социальная ответственность	87

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	87
6.2 Производственная безопасность	89
6.3 Экологическая безопасность	95
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	99
Заключение	102
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	103
7.1. SWOT анализ	103
7.2 Составление графика проведения научного исследования	108
7.3 Капитальные затраты	111
7.3.1 Расчет стоимости работ	111
7.3.2 Затраты на закупку оборудования	111
7.4 Формирование бюджетного фонда	112
7.4.1 Расчет амортизации	112
7.4.2 Расчет заработной платы	113
7.4.3 Отчисления в государственные внебюджетные фонды	113
7.4.4. Прочие затраты	113
7.5 Оценка экономического эффекта	114
Заключение	116
Список использованной литературы	117
Приложение А	124

Введение

Спуск обсадной колонны в скважину и ее крепление одна из самых важных операций, определяющая в итоге качество пробуренной скважины и ее долговечность.

В процессе спуска обсадных колонн зачастую возникает ряд осложнений, своевременное предупреждение которых позволяет не допустить риск серьезной аварийной ситуации, например, такой как недоспуск обсадной колонны до конечного забоя из-за значительной силы трения о стенки скважины, посадки, прихваты. С проблемой спуска сталкивались в скважинах месторождений Западной и Восточной Сибири. Также крепление скважины является одним из важнейших этапов строительства скважины, в процессе которого есть большая вероятность возникновения осложнений. От качества и эффективности выполнения данного этапа зависит срок службы скважины.

На эффективность спуска обсадной колонны существенную роль оказывает траектория скважины: максимальная интенсивность искривления, длина горизонтального участка ствола (при спуске хвостовика либо эксплуатационной колонны). Это также ставит новые задачи по креплению и улучшению качества цементирования ствола скважины.

Существуют множество различных способов решения данных проблем, одним из которых является применение качественной технологической оснастки обсадных колонн, в частности, колонных башмаков и центраторов. Целью работы является анализ и разработка эффективных элементов технологической оснастки обсадных колонн.

Актуальность проблемы определяется необходимостью совершенствования технологии и техники спуска обсадных колонн и крепления нефтяных и газовых скважин.

Для достижения данной цели были выделены следующие задачи:

- провести обзор сортамента элементов технологической оснастки; обсадных колонн на Российском рынке

- произвести анализ существующих элементов технологической оснастки обсадных колонн и в итоге предложить эффективное решение, лишенное недостатков, которые были выявлены в анализе;
- сделать патентный обзор центраторов и башмаков обсадных колонн.

1. Технологическая оснастка обсадных колонн

1.1 Классификация элементов технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн – конкретный набор элементов, которыми оснащают обсадную колонну, для создания необходимых условий для ее спуска и качественного крепления.

Данные типы устройств можно разделить по нескольким признакам. В связи с этим представлена классификация на рисунке 1.

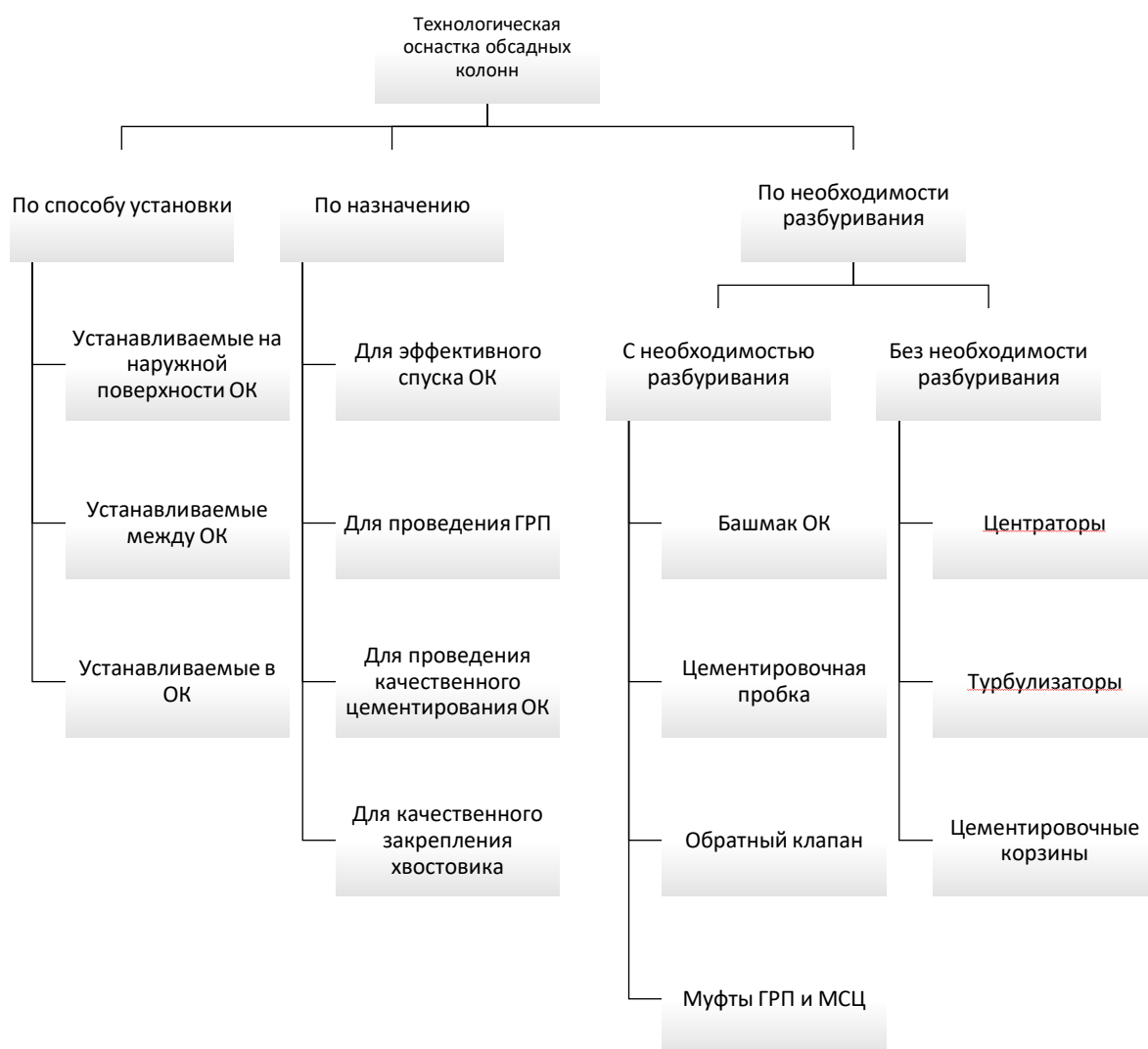


Рисунок 1 – Классификация технологической оснастки

Характерные элементы технологической оснастки, устанавливаемые на наружной поверхности обсадной колонны:

- центраторы – обеспечивают необходимый зазор между ОК и стенками скважины, придавая ей центральное положение;
- турбулизаторы – обеспечивают турбулизацию потока жидкости для более качественного проникновения раствора в зоны локального расширения ствола скважины;
- цементируемые корзины – обеспечивают наличие платформы для оседания цементного раствора в заколонном пространстве при цементировании ОК.

К элементам технологической оснастки, устанавливаемых в обсадной колонне, относятся:

- цементируемые пробки – используются при цементировании для посадки ее на седло в обратном клапане с получением сигнала о конце цементирования, для разделения жидкостей, очистки стенок колонны;
- шары для обратных клапанов.

Элементами технологической оснастки, которые крепятся по резьбовому соединению к обсадной колонне и устанавливаются в местах между обсадными колоннами, являются:

- изолирующие пакеры – служат для разобщения заколонного пространства в скважине и изоляции расположенных рядом пластов;
- подвески хвостовиков – предназначены для подвешивания хвостовиков при их спуске в предыдущей ОК с цементированием либо без цементирования, герметизируют межколонное пространство;
- башмак – предотвращают смятие и нарушение целостности низа ОК, направляют колонну по стволу скважины;
- муфты МРГП и МСЦ – предназначены для конкретных технологических операций по проведению многостадийного гидроразрыва пласта и ступенчатого цементирования соответственно;

- клапан обратный – предотвращает поступление тампонажного раствора внутрь колонны, служит для посадки разделительных пробок при цементировании;
- манжеты для цементирования – используются при манжетном цементировании обсадной колонны.

По виду проводимой технологической операции для эффективного спуска обсадной колонны, направления колонны по стволу скважины, применяются усовершенствованные типы башмаков обсадных колонн и центраторов.

Для успешного проведения гидроразрыва пласта из элементов технологической оснастки применяют муфты ГРП, пакеры гидравлические, шары.

Для улучшения качества цементирования и крепления обсадной колонны применяются цементируемые корзины для седиментации цемента, продавочные пробки, муфты ступенчатого цементирования, гидравлические пакеры, обратные клапаны для предотвращения перетока раствора в трубы, турбулизаторы потока жидкости для более качественного замещения раствора.

При закреплении хвостовика используют специальные подвесные устройства, манжеты для цементирования, пробки комбинированные которые позволяют качественно выполнить операцию.

1.2 Башмаки обсадных колонн

Башмаками оборудуют нижнюю часть ОК с целью ее направления и для достижения проходимости по стволу скважины, также для недопущения деформации нижней части ОК при посадках, заклинках.

Направляющая насадка, выполняемая из различных материалов, обеспечивает сравнительно легкое разбуривание при проведении дальнейших работ.

Башмаки для обсадных колонн конструктивно выполняются трех модификаций (рисунок 2): типа БКМ – эти башмаки состоят из корпуса с неразъемной насадкой, которая формируется в нем из смеси тампонного цемента и песка, типа БП – с навинчиваемой чугунной направляющей пробкой (насадкой) и типа Б – с фаской без направляющей пробки.

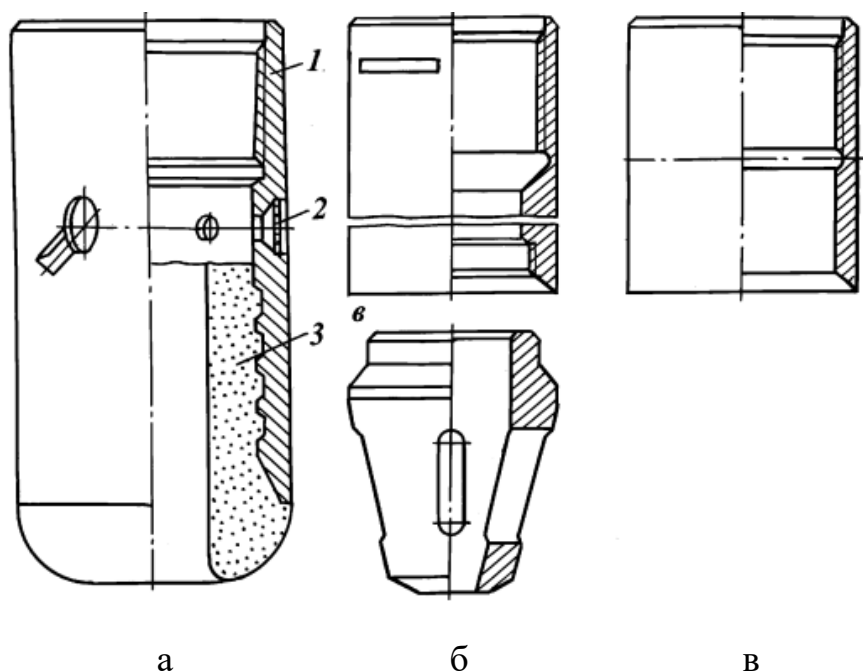


Рисунок 2 – Башмаки колонные: а – типа БКМ:

1 – корпус; 2 – заглушка;

3 – направляющая насадка; б – типа БП с чугунной направляющей

насадкой; в – направляющая насадка; г – типа Б

В процессе спуска потайных колонн либо секций ОК с проработкой ствола порой направляющие насадки изготавливают в виде породоразрушающего наконечника. Например, одним из таких является башмак-коронока (рисунок 3).

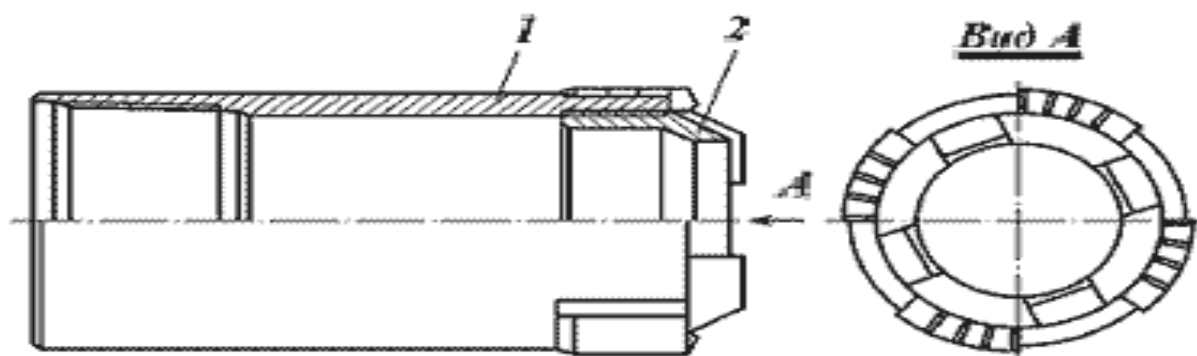


Рисунок 3 – Башмак-коронка:

1 – коронка; 2 – башмак

Он состоит из коронки 1 с резьбой, соединяемой с башмаком 2, оснащенный износостойкими твердосплавными элементами для снижения износа.

Также существуют башмаки типа БК-Вр (рисунок 4), которые имеют возможность проходить осложненные зоны либо зон сужений в стволе скважины без клинков и посадок. Эксцентричный наконечник 2 башмака проходит неровности и огибает преграды в стволе скважины, имеющий возможность проворачиваться за счет имеющихся опор скольжения 4, 5, 6.

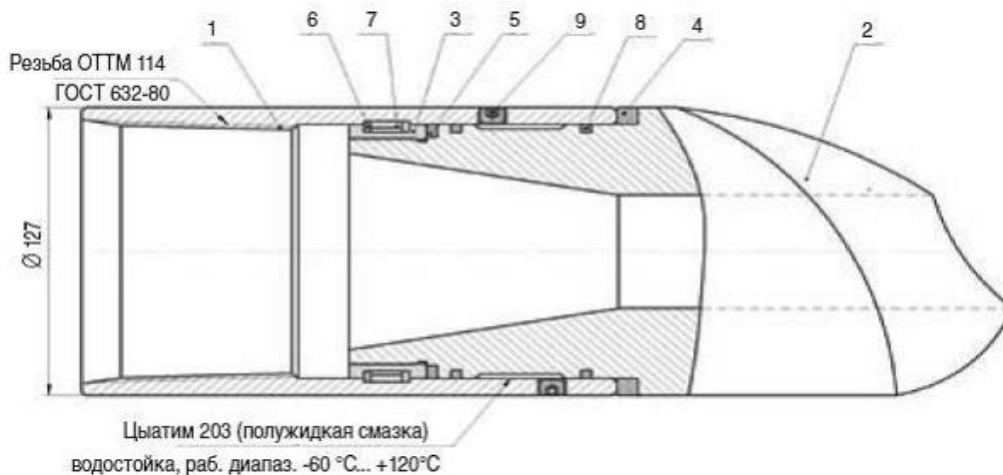


Рисунок 4 – Башмак колонный с возможностью вращения БК-Вр:

1 – муфта, 2 – эксцентричный наконечник, 3 – гайка упорная, 4, 5, 6 – опоры скольжения, 7 – фиксатор, 8 – кольца уплотнительные, 9 – пробка коническая

1.3 Обратные клапаны

Обратный клапан, применяемый для обсадных колонн, выполняет функцию противодействия обратному поступлению раствора в бурильную колонну при проведении тампонирования скважины, а также позволяет облегчить вес ОК при ее погружении в раствор.

По принципу действия различают следующие виды обратных клапанов:

- глухие – исключают поступление жидкости в обсадную колонну при спуске;
- дифференциальные – периодически заполняют колонну при определенном перепаде давлений между колонной и затрубным пространством (при этом исключают возможность обратной циркуляции раствора);
- дроссельные – обеспечивают постоянное заполнение колонны раствором при спуске, позволяют проводить промывку скважины обратной циркуляцией.

Основные характеристики обратного клапана:

- геометрические размеры (диаметр, высота);
- давление, которое может выдержать обратный клапан;
- температура, при которой клапан функционирует;
- положение в колонне;
- разбиваемость элементов, находящихся внутри колонны.

Дроссельными обратными клапанами типа ЦКОД (рисунок 5) оборудуют обсадной колонной при спуске без запорного шара. Его прокачивают в колонну после спуска на заданной глубине. Шар занимает рабочее положение, проходя через резиновые шайбы и диафрагму.

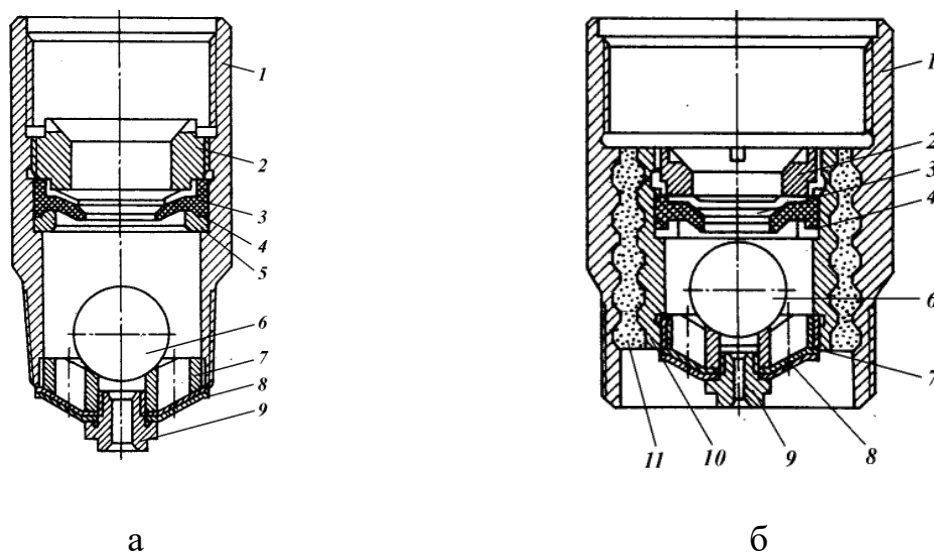


Рисунок 5 – Клапаны обратные:

а – ЦКОД-1, б – ЦКОД-2: 1 – корпус; 2 – нижняя гайка; 3 – пакет резиновых шайб; 4 – резиновая диафрагма; 5 – опорное кольцо; 6 – шар; 7 – ограничительное кольцо; 8 – резиноканевая мембрана; 9 – дроссель; 10 – чугунная втулка; 11 – бетонная или пластмассовая подвеска

Для посадки разделительной пробки в конце цементировании скважины используется «стоп-кольцо» 2. После посадки пробки рост давления на цементирующей головке свидетельствует о конце продавки тампонажного раствора.

После того, как поймали «СТОП», давление в нагнетательной линии сбрасывается. В результате заполнения затрубного пространства тампонажным раствором, плотность которого больше плотности продавочной жидкости, находящейся в обсадной колонне, тампонажный раствор устремится в трубы. В результате шар 6 прижмется к резиновой диафрагме 4, что предотвратит возврат раствора в обсадную колонну.

1.4 Центраторы обсадных колонн

Центраторы используются для придания центрального положения ОК, обеспечивая при этом нужный зазор между стенкой скважины и обсадной колонной для облегчения выполнения работ по цементированию скважины.

Применение центраторов обеспечивает снижение сил трения при спуске ОК, помогают получить равномерную толщину цементного камня в заколонном пространстве во избежание заколонных перетоков, коррозии обсадных труб.

Упругие центраторы обсадных колонн являются самыми распространенными центраторами, применяемыми в технологической оснастке обсадных колонн. Свою популярность они получили ввиду своих упругих свойств центрирующих элементов, благодаря чему их удобно применять в горизонтальных скважинах.

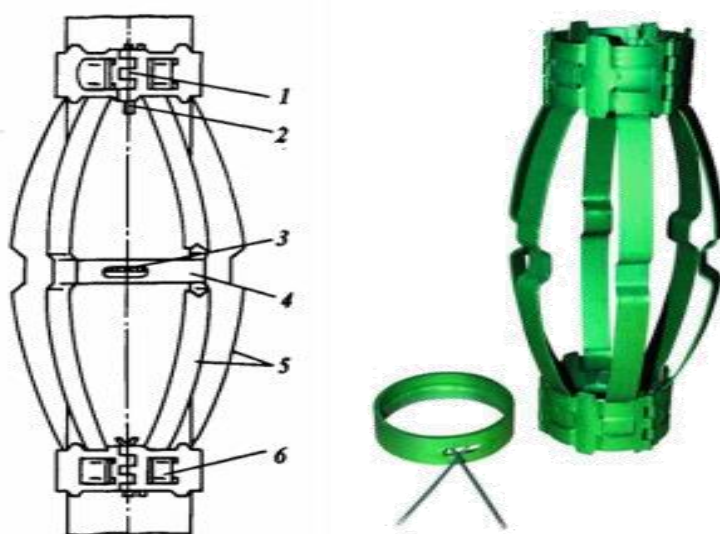


Рисунок 6 – Жёстко-упругий центратор:

- 1 – петлевые проушины; 2 – гвозди; 3 – спиральные клинья;
4 –ограничительные кольца; 5 – пружинные планки; 6 – пазы сегментов.

Жесткие центраторы (рисунок 7) применяется при особо тяжелых нагрузках специально для сильнонаклонных и горизонтальных скважин.

Центратора данного типа прочнее и функционируют как подшипники во время вращения трубы. Однако минусом является то, что данного типа центраторы меньше ствола скважины, и поэтому они не обеспечат менее качественное положение ОК в вертикальном стволе скважины, чем упругие центраторы.

1.5 Турбулизаторы

Турбулизаторы закручивают поток жидкости в затрубном пространстве при спуске и цементировании ОК.

Турбулизация бурового раствора либо буферной жидкости существенным образом улучшает способность замещения данного вида раствора тампонажным в зонах ствола скважины с кавернозными участками.

Турбулизатор (рисунок 9) состоит из корпуса 1 и лопастей 2. Лопасти устанавливаются в пазы и могут быть сделаны из металла или быть резиновыми. Турбулизатор крепится к ОК с помощью спирального клина 3, который забивается в кольцевое отверстие, находящееся на корпусе в утолщенной части.

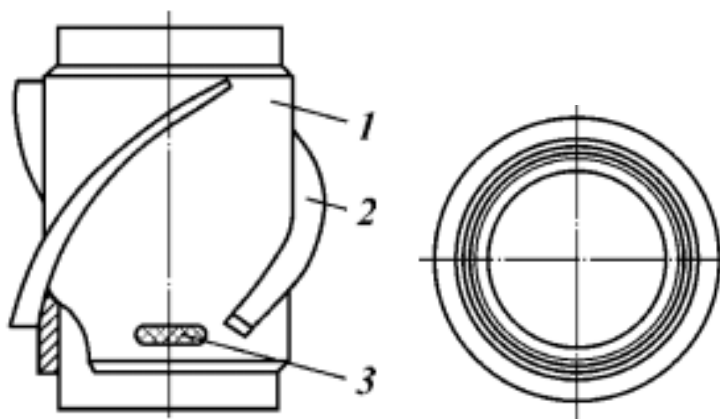


Рисунок 9 – Турбулизатор:

1 – корпус; 2 – лопасти; 3 – винтовой клин-стопор.

Центраторы-турбулизаторы жесткие предназначены для применения в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах в зонах активного желобообразования.

Существует два основных вида центраторов-турбулизаторов (рисунок 10):

- ЦТГ – центраторы-турбулизаторы гидропотока;
- ЦТЖ – центраторы-турбулизаторы жесткие.



а



б

Рисунок 10 – Центраторы-турбулизаторы: а – ЦТЖ; б – ЦТГ.

Конструктивно центраторы-турбулизаторы ЦТЖ и ЦТГ отличаются тем, что корпус центратора-турбулизатора ЦТЖ изготавливается из стали, рёбра к корпусу приварены, на колонне крепится при помощи стопорных колец и клиньев, а корпус центратора-турбулизатора ЦТГ изготовлен из алюминия, и крепится он на колонне при помощи стопорных винтов через рёбра жёсткости, расположенные под углом. Центратор-турбулизатор ЦТГ может так же изготавливаться из полимерного материала, обозначение его ЦТГП.

1.6 Разделительные пробки

Применяются при проведении цементировочных работ в скважине для разобщения тампонажного раствора и продавочной жидкости, которые прокачивают в ОК. Также цементировочные разделительные пробки позволяют очищать внутреннюю поверхность обсадных труб от отложений тампонажного раствора, и для получения резкого скачка давления, который характеризует окончание процесса цементирования.

Пробки продавочные бывают верхние и нижние (рисунок 11), работают обязательно в данной комбинации, где назначением верхней пробки является получения сигнала «Стоп» о завершении процесса цементирования.

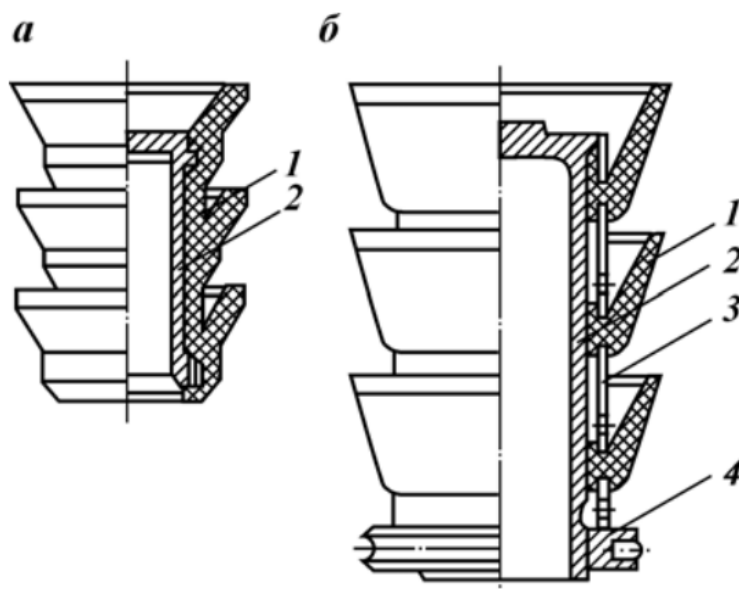


Рисунок 11 – Продавочные пробки:

а – с пригуммированными резиновыми манжетами; б – с наборными резиновыми манжетами; 1 – резиновые манжеты; 2 – алюминиевый корпус; 3 – дистанционная втулка; 4 – стяжная гайка.

1.7 Пакеры заколонные

Пакеры изолирующие заколонные разобщают проницаемые зоны горных пород, расположенные в непосредственной близости.

Гидромеханический пакер заколонный пакер для ОК (рисунок 12) предназначен для надежного разобщения вскрытых продуктивных пластов от затрубного пространства на период затвердения цементного раствора для предотвращения заколонных перетоков пластовой жидкости.

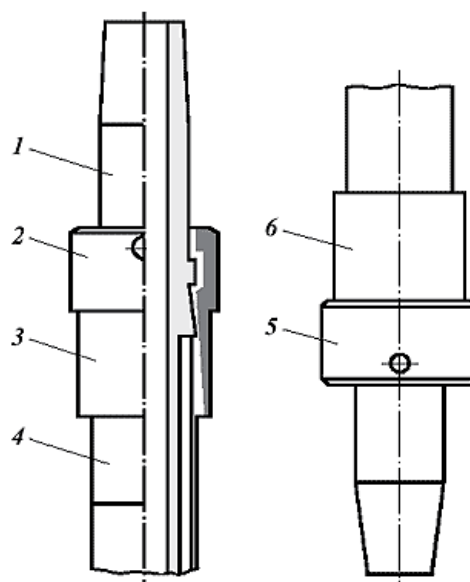


Рисунок 12 – Пакер заколонный:

1 – ствол; 2, 6 – гайки верхняя и нижняя; 3, 5 – корпус; 4 – цилиндрическая гильза

Цилиндрический ствол 1 с резьбами для присоединения представляет всю основу конструкции пакера. На нем находится металлические корпуса 3 и 5, гайки 2, 6 и присоединяют их к стволу. Внутри находится гильза 4, исполняющая функцию пакера. Также внутри этой конструкции расположен обратный клапан.

1.8 Цементируемые корзины

Цементируемые корзины используются для создания платформы седиментации тампонажного раствора, заполняющего заколонное пространство скважины. Цементируемые корзины бывают сварные и плотняные с металлическими и резиновыми манжетами (рисунок 13).



Рисунок 13 – Различные варианты исполнения цементируемых корзин

При продавки цементного раствора цементирующая пробка проходит через внутреннюю полость корзины, вследствие чего защита от случайного срабатывания снимается. После получения резкого скачка давления «стоп» на агрегатах повышают внутреннее давление для срабатывания устройства и отсекания срезных винтов. Вследствие этого лепестковая часть конструкции расправляется и опирается на стенки скважины, создается платформа для оседания цемента и дальнейшего его затвердевания.

2. Основные производители и сортамент элементов

технологической оснастки обсадных колонн

2.1 Сортамент башмаков обсадных колонн

На сегодняшний день рынок России насчитывает обильное количество производителей башмаков обсадных колонн, представленных в таблице 1.

Таблица 1 – Основные производители башмаков обсадных колонн

Наименование производителя	Расположение производственной базы	Какие башмаки производятся
ООО "Аврора" [1]	г. Самара	Поплавковые башмаки
«Endeavour» [2]	г. Волгоград	Башмак колонный, башмак – клапан, башмак прорабатывающий, башмак колонный с эксцентричным наконечником
«ТМС групп» [3]	г. Альметьевск	Башмак – клапан, башмак колонный типа БКМ и БК-П, прорабатывающий башмак
ООО «ОРИОН» [4]	г. Ижевск	Башмак колонный эксцентриковый типа БКМ-Э, башмак колонный

Продолжение таблицы 1

АО «УДОЛ» [5]	г. Ижевск	Башмак колонный
ОАО «Краснодарский механический завод» [6]	г. Тихорецк	Башмак колонный БК-Т
ОАО "Краснодарский завод НЕФТЕМАШ" [7]	г. Краснодар	Башмак – клапан, башмак колонный с разными типами насадок
БУРИНТЕХ [8]	г. Уфа	Башмак колонный, башмак колонный с эксцентричной насадкой, башмак-клапан, поплавковый башмак, вращающийся башмак
DMLieferant [9]	г. Москва	Башмак колонный направляющий, поплавковый башмак
ООО «Уралнефтемаш» [10]	г. Челябинск	Башмак колонный БКМ, башмак-клапан
АО «АРТ-ОСНАСТКА» [11]	г. Уфа	Башмаки направляющие с разными типами насадок, башмак прорабатывающий, башмак-клапан

Продолжение таблицы 1

ООО «ИСК «ПетроИнжиниринг» [12]	г. Когалым, г. Пермь, г. Усинск	Башмак со сдвоенным обратным клапаном, поплавковый башмак, прорабатывающий башмак
Wuxi Geotec Geological Equipment Co.,Ltd. [13]	Китай	Башмак-коронка, колонный башмак
ООО "БИТ" [14]	г. Самара	Башмаки колонные типа БКМ, БКП, вращающийся башмак
ООО «Барбус» [15]	г. Нижневартовск, г. Бугуруслан, г. Камышин	Поплавковый башмак, гидравлический башмак, башмак с силовым приводом, прорабатывающий башмак

2.2 Анализ производителей башмаков обсадных колонн

Анализ производителей башмаков обсадных колонн позволил выделить несколько типов, которые являются наиболее распространёнными на Российском рынке. В этой области представлено множество решений усовершенствованных конструкций башмаков обсадных колонн, в связи с этим представлена классификация (рисунок 13) колонных башмаков по характерным признакам.

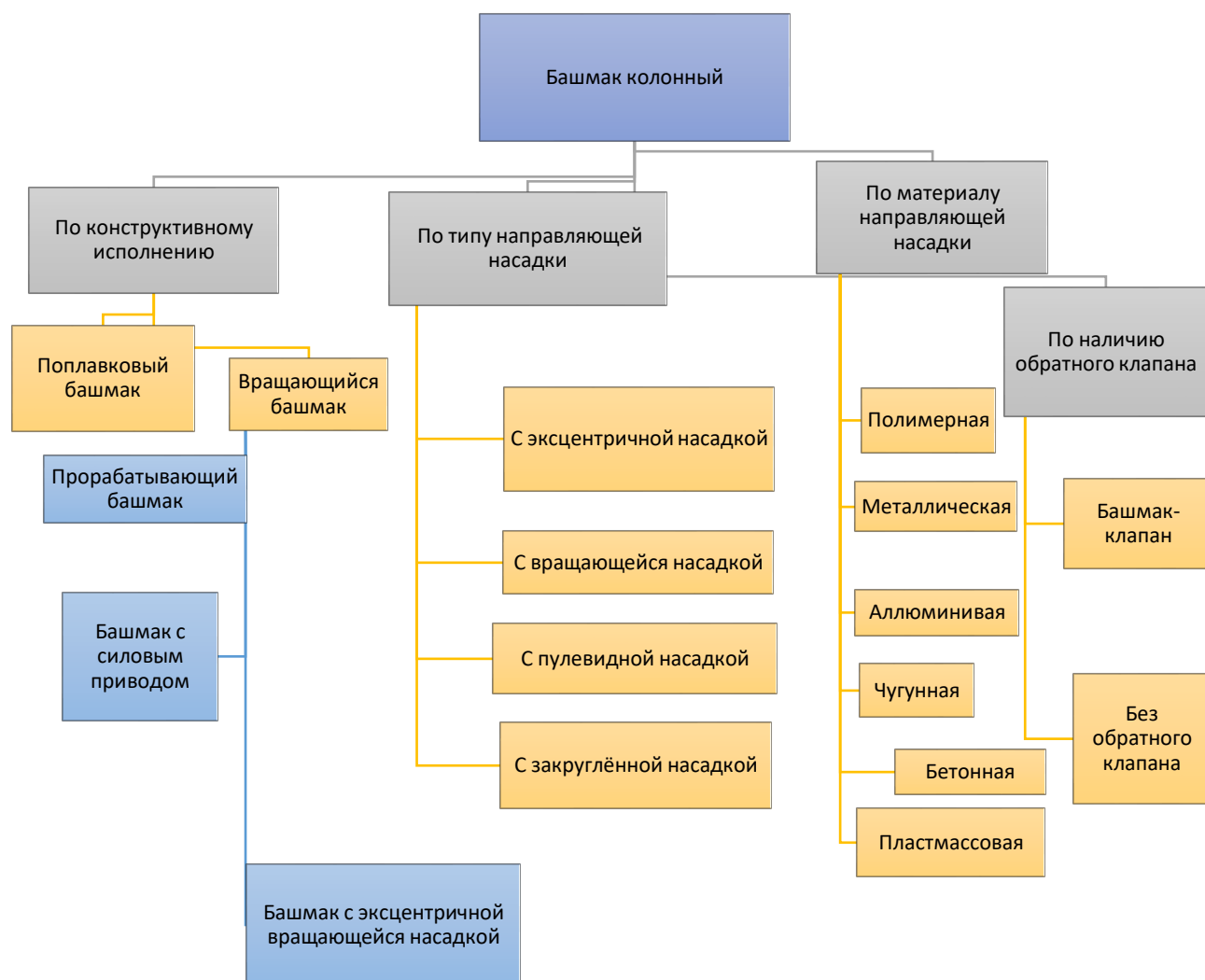


Рисунок 13 – Классификация колонных башмаков

Башмак с силовым приводом является одним из самых совершенных решений, но с наиболее технически сложной конструкцией. Использование данного башмака целесообразно в условиях с наиболее сложной геологией и условиями спуска обсадных колонн. Основными производителями данного типа башмаков на Российском рынке являются: компания «Барбус», «Пермнефтемашремонт», «Техноснабсервис», научно-производственная компания «Фильтр», компания «MAXIMA Drilling».

Данный башмак устанавливается в нижней части обсадной колонны или хвостовика, и служит для прорабатывания нестабильных участков ствола скважины в местах сужения или обвала, при спуске. Ротор и все остальные внутренние детали выполнены из специального легкоразбурываемого

алюминия. Башмак предназначен для активной очистки ствола скважины при спуске обсадной колонны. Использование башмака данного типа достигается качественная проработка и доведение колонны до конечного забоя без осложнений.

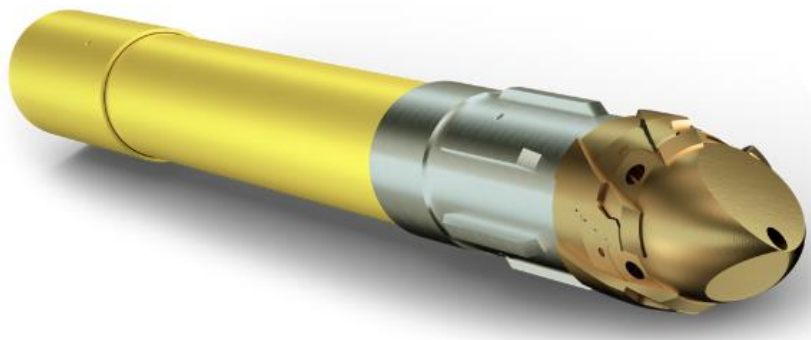


Рисунок 14 – Башмак с силовым приводом производства компании «Барбус»

Башмак прорабатывающий имеет явные сходства с предыдущей конструкцией башмака как и в назначении, так и в принципе работе, но является наиболее упрощенной его версией, что позволяет ему находить более широкое применения. Основными производителями данного типа башмаков на Российском рынке являются: компания «Endeavour», «ТМС групп», «ИСК «ПетроИнжиниринг», «Арт-оснастка», «Барбус», «ТатПром – Холдинг», научно-производственная компания «Фильтр», компания «MAXIMA Drilling».

Башмак данного типа производства «ТатПром-Холдинг» предназначен для установки в нижней части обсадных труб, компоновки или хвостовика и позволяет при спуске прорабатывать вращением колонны нестабильные участки ствола скважины, участки с набухающими и обваливающимися глинами. Башмак состоит из корпуса с винтовыми опорными элементами с твердосплавным вооружением. Вращающийся наконечник и поплавковый обратный клапан башмака изготовлены из легко разбурываемых материалов.



Рисунок 15 – Прорабатывающий башмак производства компании «ТатПром-Холдинг»

Гидравлический башмак также относится к этой группе и является наиболее схожим с конструкцией башмака с силовым приводом, так же запускается жидкостью, имея высокую скорость вращения в низу колонны. Основными производителями данного типа башмаков на Российском рынке являются: компания «Барбус», научно-производственная компания «Фильтр».

Данный башмак используется перед установкой обсадных колонн или хвостовиков, либо как насадка для гидрообработки или чистки ствола скважины. Он разработан на смену стандартным цементирующим и направляющим башмакам, так как сочетает в себе все их технические характеристики и в то же время расширяет область возможного применения. При включенных насосах промывочная жидкость проходит через специальный механизм башмака и приводит его в движение, создавая высокую скорость при низкой потере давления и малом крутящем моменте. Благодаря данным характеристикам эта технология идеально подходит для операций по цементированию в высоко отклонённых и горизонтальных скважинах.

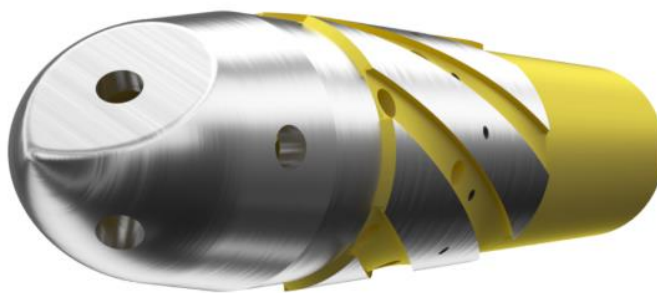


Рисунок 16 – Гидравлический башмак производства компании «Барбус»

Поплавковый башмак с эксцентричным алюминиевым носом устойчивый к высоким осевым сжимающим и изгибающим нагрузкам, используется при спуске обсадных колонн в скважинах со сложным профилем. Эксцентричная форма наконечника помогает преодолевать неровности и уступы на стенках скважины, а направления портов обеспечивают циркуляцию при необходимости промыть посадочное седло или обвальные участки скважины. Является необходимым инструментом при закачивании скважин в основном бурении и ЗБС



Рисунок 17 – Поплавковый башмак производства компании «Аврора»

Данная модификация поплавкового башмака (рисунок 18) с клапаном поплавкового типа, устойчивая к высоким осевым сжимающим и изгибающим нагрузкам, используется при спуске обсадных колонн в скважина со сложным

профилем. Эксцентричная форма наконечника поплавкового башмака с алюминиевым носом помогает защитить обратные клапаны от повреждений обломками при спускоподъемных операциях.

Основными производителями данного типа башмаков на Российском рынке являются: компания «Аврора», «Буринтех», «DmLieferant», «ИСК «ПетроИнжиниринг», «Арт-оснастка», «Барбус».



Рисунок 18 – Поплавковый башмак с обратным клапаном
поплавкового типа

Башмак с клапаном обратным дроссельного типа также относится к поплавному оборудованию имеет типичное назначение, служит для непрерывного самозаполнения ОК при спуске. Также башмак данного типа не позволяет самопроизвольное движения тампонажного раствора из затруба в обсадную колонну при цементировании. Седло обратного клапана в башмаке данного типа служит упором для цементирующей пробки.

Башмак данного типа устанавливают над муфтой ОК и применяется при креплении скважин.



Рисунок 19 – Башмак с обратным клапаном дроссельного типа

Основными производителями данного типа башмаков на Российском рынке являются: компания «Уралнефтемаш», «Буринтех», "Краснодарский завод НЕФТЕМАШ", «ТМС групп».

Направляющий башмак крепится к самому нижнему концу обсадной колонны для обеспечения прохождения колонны через уступы и прихваты в стволе скважины и помогая повторно вводить долото. Также башмаки обсадной колонны используются как средство усиления нижнего соединения колонны. Башмак обсадной колонны позволяет проводить обсадную колонну через зоны разбухания без боязни повредить колонну.



Рисунок 20 – Направляющий башмак обсадной колонны

Башмак с свободновращающейся направляющей насадкой представлен на рисунке 20.



Рисунок 21 – Направляющий башмак обсадной колонны с свободновращающейся направляющей насадкой

Башмаки данного типа имеют наиболее типовую конструкцию. В связи с простотой конструкции и дешевой себестоимости, обильное число компаний изготавливают данный тип башмаков с разными типами направляющих насадок, так как башмаки данного типа пользуются большой популярностью, особенно для строительства разведочных скважин. Основными производителями данного типа башмаков на Российском рынке являются: Красноярский завод «Нефтемаш», компания «Норд», «Южная нефтегазوماшиностроительная компания», «ЗЭРС», «Барбус», «БИТ», «Орион», «Endeavour», «ТМС групп», «УДОЛ», «Краснодарский механический завод», «Буринтех», «DMLieferant».

2.3 Сортамент центраторов обсадных колонн

Сортамент центраторов обсадных колонн, присутствующих на Российском рынке представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Основные производители центраторов обсадных колонн

Наименование производителя	Расположение производственной базы	Какие центраторы производятся
ООО "Аврора" [1]	г. Самара	Упругие и жесткие
«Зенит» [16]	г. Красноярск, г. Сургут	Упругие, роликовые, жесткие
ООО «Южная нефтегазوماшиностроительная компания» [17]	г. Краснодар	Упругие
АО "ЮГНЕФТЕМАШ" [18]	г. Краснодар	Упругие, жесткие
«БурТехМаш» [19]	г. Краснодар	Упругие
ОАО «Краснодарский механический завод» [6]	г. Тихорецк	Упругие, жесткие
«Endeavour» [2]	г. Волгоград	Упругие, жесткие, полимерные
ООО «НЕДРАКАМ» [20]	г.Наб. Челны	Упругие, жесткие
«ТМС групп» [3]	г. Альметьевск	Упругие, жесткие
«E-USS» [21]	г. Рязань	Упругие, жесткие, полимерные
АО «УДОЛ» [5]	г. Ижевск	Упругие, жесткие
ООО «ПетроИнжиниринг», представительство «Тор-Со» [22]	г. Москва – офис компании, «Тор-Со» - Канада	Упругие, жесткие (металлические, полимерные)

Продолжение таблицы 2

ООО «ОРИОН» [4]	г. Ижевск	Упругие, жесткие
"ЗЭРС" [22]	г. Рязань, г. Ноябрьск, г. Нижевартоск, г. Бузулук, г. Иркутск	Упругие, жесткие

2.4 Анализ производителей центраторов обсадных колонн

Анализ производителей центраторов обсадных колонн позволил выделить три основные типа центраторов на Российском рынке: упругие, жесткие и роликовые. Следует отметить, что большую долю производства занимают центраторы обсадных колонн упругого и жесткого типа. Центраторы роликового типа нашли не такое широкое применение в связи с существенным недостатком их конструкции. На рисунке 22 представлена классификация центраторов обсадных колонн по их характерным признакам.



Рисунок 22 – Классификация центраторов

Центраторы пружинные предназначены для центрирования обсадных колонн. Центратор устанавливается на обсадной колонне и спускается в скважину при её креплении. На обсадной колонне может быть установлено несколько центраторов. Рабочая среда – буровой и тампонажный растворы, пластовая жидкость, нефть и газ.



Рисунок 23 – Центратор пружинный производства компании «Барбус»

Центраторы жесткие по сравнению с упругими увеличивают жесткость обсадной колонны, коэффициент силы трения о стенки скважины, но более надежны и обеспечивают лучшее центрирование колонны.

Центраторы производства компании «ТатПром-Холдинг» имеют трубчатый корпус с отверстием под установку на обсадную трубу. Фиксация положения центратора производится ограничительными кольцами с винтовым или сварочным креплением с обеспечением свободного вращения центратора на спускаемой обсадной трубе.



Рисунок 24 – Центратор прямоточный жесткий производства компании «ТатПром-Холдинг»

Центраторы роликовые характерны наличием роликов или шариков в качестве центрирующих элементов, что способствует снижению сил трения в процессе спуска обсадной колонны, особенно в горизонтальных участках ствола скважины. Это является их основным преимуществом над, однако также наличие в конструкции роликов или шариков является недостатком по следующим причинам:

- по аналогии с шарошечным долотом, где самым ненадежным узлом являются подшипники, также и в роликовых центраторах наличие подшипников делает этот узел уязвимым, что в процессе спуска может привести к его заклинку, поломке и даже слому роликов;
- такие центраторы сложнее и дороже изготовить, чем упругие и жесткие.

Данный тип центраторов имеет наиболее эффективное применение в наклонных и горизонтальных стволах скважинах. Корпус центраторов данного типа выполнен из полимерных материалов, и особенностью конструкции является наличие в местах лопастей проворачивающихся роликов. Данные центраторы крепятся к ОК с помощью винтов с наружной стороны.

Опираясь роликами о ее стенки скважины, существенно снижается сила трения, и колонна проходит по стволу скважины с меньшими усилиями.



Рисунок 25 – Центратор роликовый

Основными производителями данного типа центраторов на Российском рынке являются: Краснодарский завод «Нефтемаш», «Производственное объединение СТРОНГ», «Зенит», «Sledgehammer Ойл Тулз».

Полимерный центратор визуально схож с центраторами жесткого типа, но изготавливается из полимерного материала, который имеет ультранизкий коэффициент трения, высокую прочность на сжатие и износостойкость, небольшой вес.

Основными производителями данного типа центраторов на Российском рынке являются: компания «Арт-оснастка», «MAXIMA Drilling», научно-производственная компания «Фильтр», «ИСК «ПетроИнжиниринг», «Барбус».



Рисунок 26 – Центратор полимерный производства компании «Арт-оснастка»

2.5 Сортамент обратных клапанов

Сортамент обратных клапанов обсадных колонн, присутствующих на Российском рынке представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Основные производители обратных клапанов обсадных колонн

Наименование производителя	Расположение производственной базы	Какие обратные клапаны производятся
РосПромБур [23]	г. Москва, г. Санкт-Петербург, г.Новосибирск	Клапан обратный, ЦКОД
"ЗЭРС" [22]	г. Волгоград	Клапан обратный шаровой
«ТатПром-Холдинг» [24]	г. Наб. Челны	ЦКОД

Продолжение таблицы 3

АО «Механический завод» [25]	г. Орск	Клапаны обратные типа ЦКОД, ЦКОДУ
ООО «Южная нефтегазوماшиностроительная компания» [17]	г. Краснодар	Клапан обратный самозаполняющийся, ЦКОДУ
БУРИНТЕХ [8]	г. Уфа	Обратный клапан Real Seal II
АО «УДОЛ» [5]	г. Ижевск	ЦКОД
ООО «Уралнефтемаш» [10]	г. Челябинск	Клапан обратный самозаполняющийся ЦКОДМ
ЗАО НПП «АДОНИС» [26]	г. Чайковский	ЦКОД
Научно-Производственная Компания "ФИЛЬТР" [27]	г. Самара	Обратный клапан НПКФ-ПО-КО, НПКФ-ПО-КО-S
АО «ОМЗ» [28]	г. Орск	ЦКОД
ООО «ПетроИнжиниринг», представительство «Тор-Со» [22]	г. Москва – офис компании, «Тор- Со» - Канада	Обратные клапаны плунжерного типа, клапан обратный самозаполняющийся, ЦКОД
«ТяжПромКомплект» [29]	г. Москва	Клапан обратный дроссельный КОДГ-Т
ООО «ОРИОН» [4]	г. Ижевск	ЦКОД

2.6 Анализ производителей обратных клапанов для обсадных

колонн

При анализе производителей обратных клапанов было выявлено, что на Российском рынке самое широкое применение имеют обратные клапаны с дроссельным и плунжерным клапаном поплавкового типа. Также анализ помог составить классификацию обратных клапанов по их характерным признакам (рисунок 27).



Рисунок 27 – Классификация обратных клапанов

Клапаны обратные цементируемые дроссельные ЦКОД, ЦКОДУ находят самое широкое применение. Применение обратного клапана позволяет вести спуск обсадной колонны с установкой шара над седлом клапана с обеспечением функции автозаполнения.

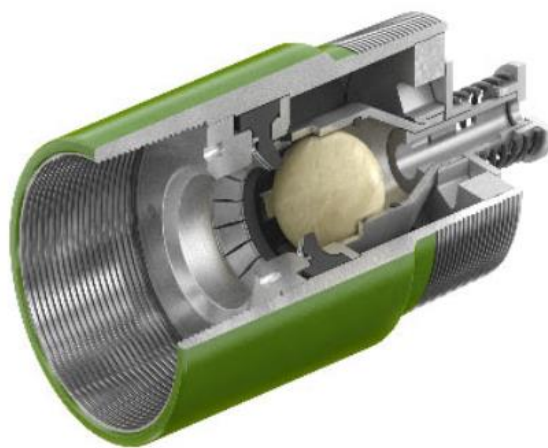


Рисунок 28 – Клапан обратный цементируемый дроссельный

Клапан обратный дроссельный КОДГ-Т для бурения горизонтальных стволов скважины имеет такой же принцип работы и назначение. Основным его достоинством является то, что данный клапан можно использовать в скважинах с любым зенитным углом.



Рисунок 29 – Клапан обратный дроссельный КОДГ-Т

Клапан обратный плунжерный поплавкового типа ЦКОДП (муфта поплавковая) имеет аналогичную область применения и назначения клапану ЦКОД, отличие заключается лишь в конструкции клапанной части. Основные преимущества данного типа клапанов:

- все внутренние детали клапана изготовлены из легкоразбураемого полимера;

- конструкция клапана позволяет спускать его в режиме самозаполнения, с последующей гидравлической активацией в режим обратного клапана;
- обтекаемая форма деталей клапана уменьшает гидравлическое сопротивление и абразивный износ при размывании клапана;
- нет необходимости сброса шара для активации клапана;
- запорный элемент клапана – плунжер – движется в направляющих и всегда садится на своё посадочное место при перетоке жидкости через клапан.

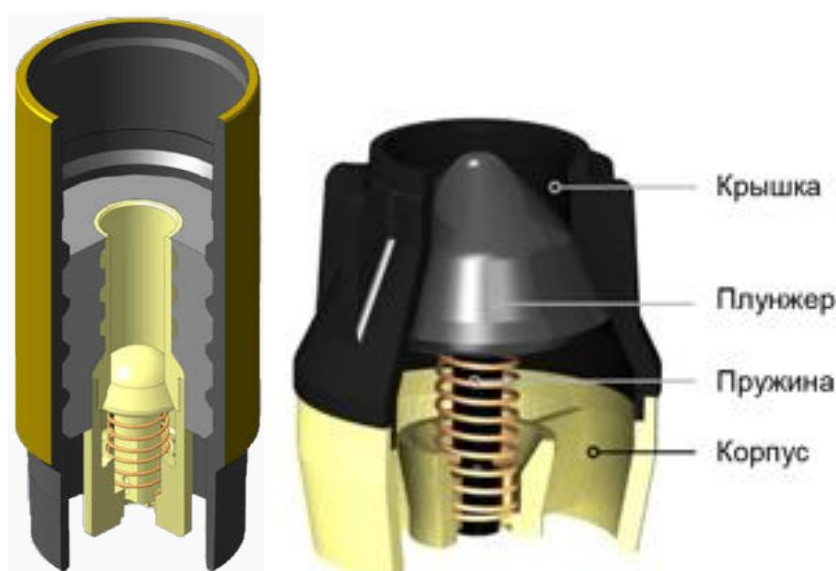


Рисунок 30 – Клапан обратный плунжерный ЦКОДП

Также существует обратный клапан поплавкового типа *SuperFlapFlow* (рисунок 31) обеспечивает надежную герметизацию внутритрубного пространства, и предназначен для прокачки жидкости с большим расходом при продолжительной работе и с кольматирующими добавками. Детали клапана выполнены из легко разбуриваемого материала, что позволяет его полностью разбуривать долотами PDC типа. Специальное покрытие и гуммирование плунжера делает данный клапан износостойким и надежным для герметизации.



Рисунок 31 – Обратный клапан поплавкового типа SuperFlapFlow

Клапан имеет опцию авто-заполнения (3 рабочих положения). Конструктивно авто-заполнение реализовано выполнением трех канавок на валу плунжера, в которые устанавливаются фиксирующие шарики (2,5–5,8–7,5 л/с соответственно). Перевод в режим обратного клапана производится увеличением расхода на величину, превышающую 23 л/с. При этом происходит дополнительное сжатие пружины плунжера и высвобождение фиксирующих шариков из посадочных мест.

2.7 Сортамент изолирующих пакеров

Сортамент изолирующих пакеров, присутствующих на Российском рынке представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Основные производители изолирующих пакеров

Наименование производителя	Расположение производственной базы	Какие пакеры производятся
ООО ТД «НКМЗ» [30]	г. Нефтекамск	Пакер упорный механический ПУ-М

Продолжение таблицы 4

АО «Сибнефтемаш» [31]	г. Тюмень	Пакер гидравлический, пакер механический разных конструкций
«Измерон» [32]	г. Санкт-Петербург	Пакер механический типа ПДМ-УЗ, ПДМ- соп, разбуриваемые механические пакеры, гидравлические пакеры
Научно-производственная фир- ма «Пакер» [33]	г. Октябрьский	Пакеры механические и гидравлические, пакеры двухстороннего действия, гидромеханические пакеры
ООО «НефтеГрупп» [34]	г. Москва	Пакер гидравлический
«НиГМаш - Сервис» [35]	г. Нефтекамск	Пакеры механические и гидравлические, двухстороннего действия, извлекаемые пакеры
ООО «ОРИОН» [4]	г. Ижевск	Пакер за колонный

Продолжение таблицы 4

"ЗЭРС" [22]	г. Волгоград	Пакер набухающий, пакеры гидравлические, пакер манжетного цементированья, пакер дополнительный верхний
«ТатПром-Холдинг» [24]	г. Наб. Челны	Пакер верхний, гидравлический, набухающий пакер
АО «АРТ-ОСНАСТКА» [11]	г. Уфа	Пакер гидромеханический проходной, двойного типа, с пластинчатым армированием тип 1050
SCHLUMBERGER [36]	г. Тюмень, ОАЭ, США	Гидравлические пакеры, гидростатические пакеры, разбухающие пакеры
Компания «ПЗТО Титан» [37]	г. Пермь	Пакер заклонный гидравлический

Продолжение таблицы 4

ООО «Юнитек» [38]	г. Пермь	Пакер гидравлический межинтервальный, разбухающий пакер, эксплуатационный гидравлический пакер
ООО «ОРИОН» [4]	г. Ижевск	Пакер заколонный ПЗ

2.8 Анализ производителей заколонных изолирующих пакеров

На основе сортамента Российского рынка заколонных изолирующих пакеров можно выделить три основные конструкции: гидравлические, гидромеханические и набухающие. По назначению и способу применения пакеры делятся на множество групп, некоторые из которых представлены в классификации (рисунок 32) изолирующих пакеров по характерным признакам. Важно отметить, что также существует группа механических пакеров, которая не является технологической оснасткой обсадных колонн, но принцип его действия схож с гидромеханическим изолирующим пакером.

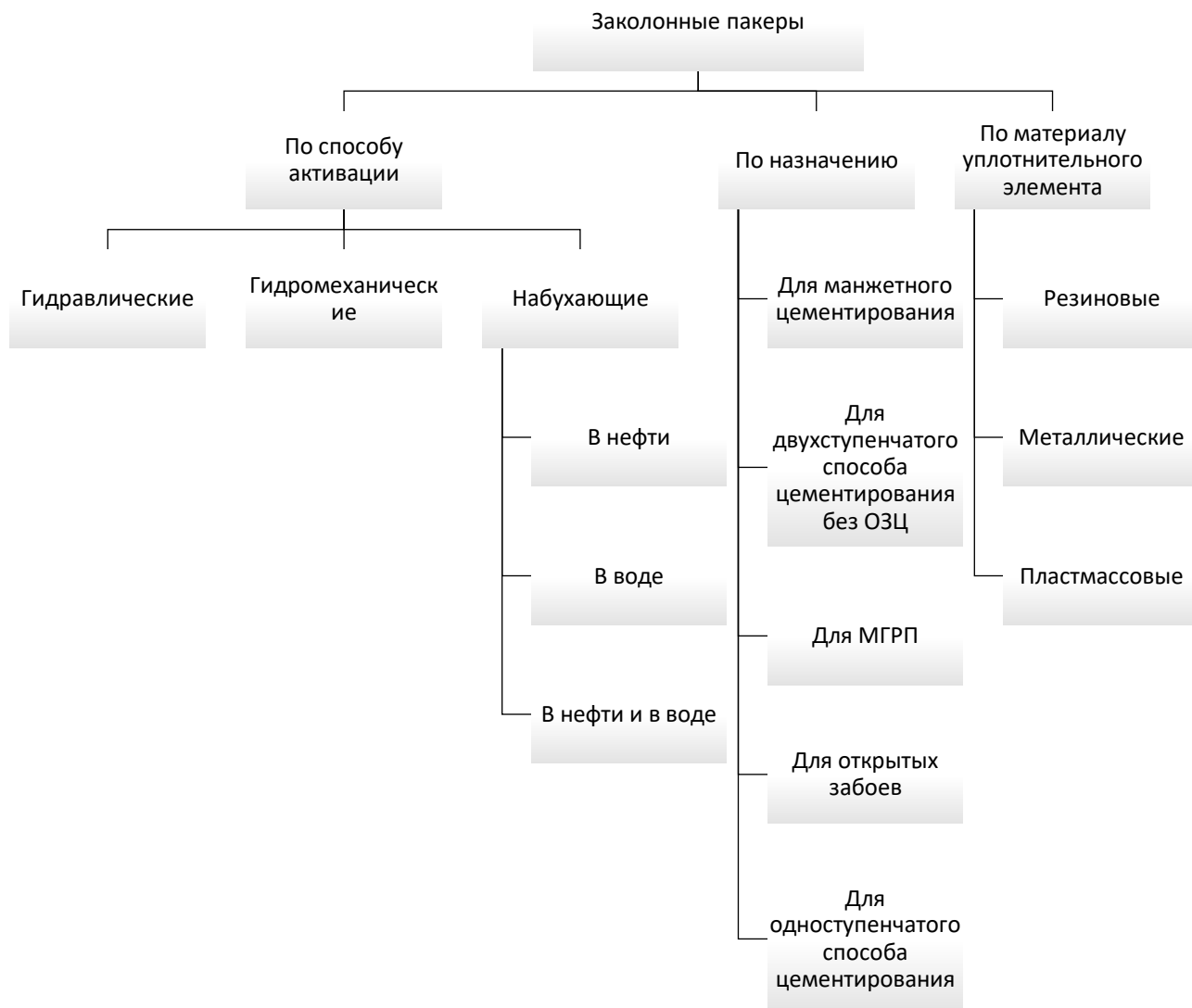


Рисунок 32 – Классификация заколонных изолирующих пакеров

Пакер гидравлический проходной (ПГП) предназначен для предотвращения межпластовых перетоков и надежной изоляции газонефтеводоносных пластов на любых глубинах. Данный пакер применяется в вертикальных и наклонно-направленных скважинах, также в скважинах с горизонтальным окончанием. Кроме того, пакер при установке в скважину препятствует поглощению цементного раствора, предотвращает миграцию газа через цементные стаканы, обеспечивает сокращение повреждений неустойчивых пластов и скважин, законченных открытым стволом.

Пакер состоит из двух основных узлов: рукавного уплотнителя и клапанного узла. Принцип работы заключается в деформации и прижатии

уплотнительного элемента к стенкам ствола скважины под действием давления рабочей жидкости, которая нагнетается с поверхности.



Рисунок 33 – Пакер гидравлический проходной производства «ТатПром-Холдинг»

Пакер гидравлический для манжетного цементирования (ПГМЦ) предназначен для проведения манжетного цементирования и разобщения не цементируемой части хвостовика от цементируемой на любых глубинах в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных стволах скважин.

Пакер состоит из двух устройств, которые объединены в одно: гидравлического пакера и цементирующей муфты.

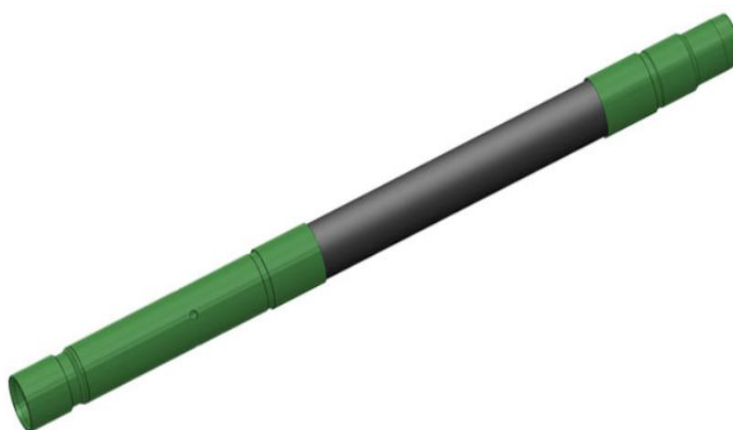


Рисунок 34 – Пакер гидравлический для манжетного цементирования производства «ТатПром-Холдинг»

Пакер гидравлический межинтервальный (ПГМ) служит для разобщения заколонного пространства в скважине и изоляции различных по свойствам пропластков. Пакер может быть использован при выполнении различных работ в скважине, в том числе при проведении многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП), различных обработках заколонного пространства, при выполнении исследований околоскважинной зоны.

Пакер гидравлический межинтервальный обеспечивает механическую изоляцию затрубного пространства с высоким перепадом давления сжатием пакерующих элементов путем приложения гидравлического трубного давления. Для перекрытия трубного пространства ниже пакера в составе компоновки необходимо установить посадочное седло с шаром.

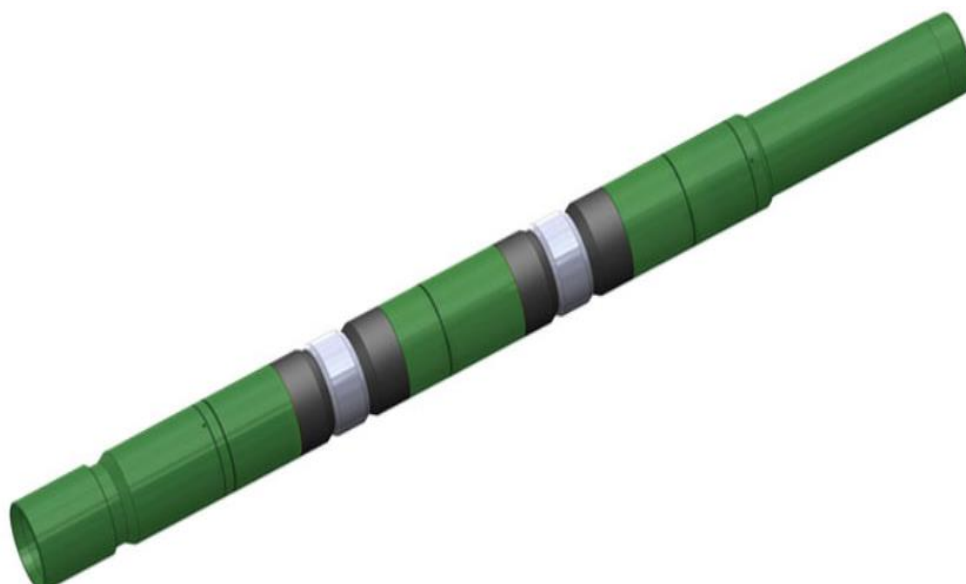


Рисунок 35 – Пакер гидравлический межинтервальный производства «ТатПром-Холдинг»

Пакеры набухающие (ПН), с элементом набухания (эластомером) предназначены для надежного разобщения вскрытых продуктивных пластов.

Активация пакера происходит при набухании элемента, чем и характеризуются его простота конструкции.

Область применения набухающих пакеров:

- разобщение пластов;

- закачка пара либо воды в скважину;
- изоляция зон трещиноватости;
- эксплуатация добывающих скважин;
- система заканчивания скважин.



Рисунок 36 – Пакер набухающий производства «ТатПром-Холдинг»



Рисунок 37 – Образец набухающего эластомера до набухания и после

Пакер дополнительный верхний (ПДВ) предназначен для предотвращения и изоляции межколонных перетоков на «голове» спущенного хвостовика, перекрытия интервала негерметичности над «головой» спущенного хвостовика. Пакер герметично разделяет жидкости в межколонном пространстве, способствует формированию качественного цементного камня. Пакер устанавливается на колонне обсадных труб, предназначенных для наращивания потайной колонны, может быть

установлен только один пакер ПДВ. Пакер приводится в действие частичной разгрузкой веса.



Рисунок 38 – Пакер дополнительный верхний производства
«ТатПром-Холдинг»

Пакер за колонный гидромеханический проходной имеет такое же предназначение, как и предыдущие виды пакеров и может работать в скважинах с высокими температурами и давлением.

Принцип работы гидромеханического пакера заключается в приведении опоры на стенку скважины в рабочее положение путем повышения давления жидкости в колонне труб, а деформация уплотнительного элемента происходит под действием механической нагрузки, например, веса труб.

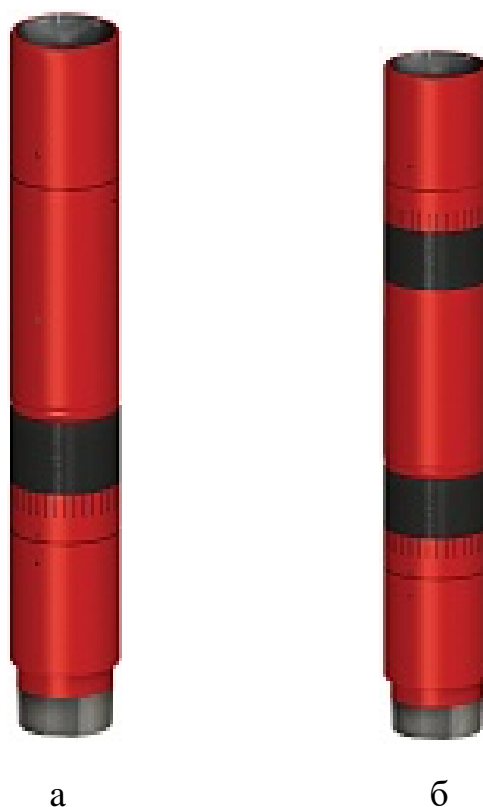


Рисунок 39 – Пакеры за колонный гидромеханический проходной: а – типовой, б – двойного типа

Отличительной особенностью гидромеханического пакера двойного типа является наличие в конструкции двух уплотнительных элементов, за счет чего достигается повышенная надежность.

2.9 Сортамент цементируемых пробок

Сортамент цементируемых пробок, присутствующих на Российском рынке представлен в таблице 5.

Таблица 5 – Основные производители цементируемых пробок

Наименование производителя	Расположение производственной базы	Какие цементируемые пробки производятся
ООО «Завод ЮГМАШ» [39]	г. Адыгейск	Верхняя и нижняя цементируемые продажные пробки

Продолжение таблицы 5

DMLieferant [9]	г. Москва	Верхняя и нижняя цементируемые продавочные пробки с алюминиевым сердечником, нижняя пробка с фиксацией, комбинированная цементируемая пробка
ООО «Завод ЮГМАШ» [39]	г. Адыгейск	Верхняя и нижняя цементируемые продавочные пробки
ЗАО «БУРОВОЕ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ» [40]	г. Москва	Продавочная разделительная пробка
ООО ПП "МТР-сервис" [41]	г. Челябинск	Пробка продавочная верхняя
ООО «Южная нефтегазостроительная компания» [17]	г. Краснодар	Верхняя и нижняя цементируемые продавочные пробки
БУРИНТЕХ [8]	г. Уфа	Верхняя и нижняя цементируемая пробка с пластмассовым высокопрочным сердечником типа 310 и 320

Продолжение таблицы 5

«ТатПром-Холдинг» [24]	г. Наб. Челны	Пробки продавовочные цементиловочные
ООО «Уралнефтемаш» [10]	г. Челябинск	Продавовочная разделительная пробка ПРП-Ц
АО «УДОЛ» [5]	г. Ижевск	Пробка цементиловочная верхняя
ООО «ИСК «ПетроИнжиниринг» [12]	г. Когалым, г. Пермь, г. Усинск	Пробки продавовочные цементиловочные, комбинированные цементиловочные пробки
АО «АРТ-ОСНАСТКА» [11]	г. Уфа	Цементиловочная пробка с механизмом фиксации от вращения типа 311, цементиловочная пробка типа 310
ОАО "Краснодарский завод НЕФТЕМАШ" [7]	г. Краснодар	Пробки цементиловочные ПЦ верхние и нижние
ООО «Вымпел Техно ГРУПП» [42]	г. Екатеринбург	Пробки продавовочные разделительные верхние и нижние

2.10 Анализ производителей цементиловочных пробок

Анализ производителей цементиловочных продавовочных пробок показал, что на Российском рынке существует множество решений из разного

типа материала, которые представлены в классификации (рисунок 40), но ключевой чертой при выборе пробки является наличие механизма фиксации для удобства ее разбуривания.

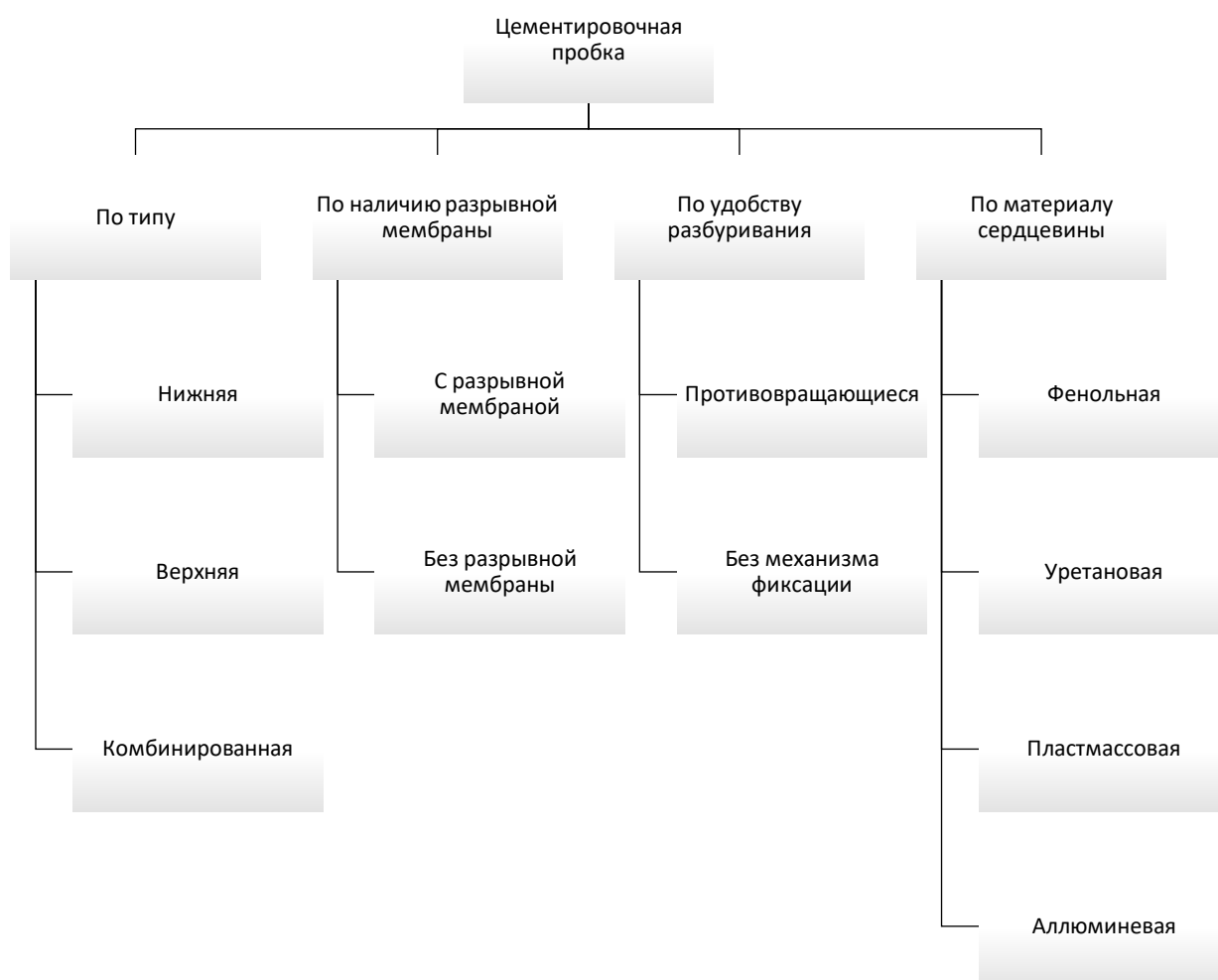


Рисунок 40 – Классификация цементирующих пробок

Пробка цементирующая нижняя предназначена для разделения буферной жидкости или бурового раствора, но главным ее назначением является герметичная посадка верхней цементирующей пробки на нижнюю с получением сигнала о конце процесса цементирования.



Рисунок 41 – Пробка цементирующая нижняя

Пробка цементирующая верхняя служит для очищения внутренней поверхности колонны обсадных труб от остатков цементного раствора, а также для герметичной посадки на обратный клапан и получение сигнала об окончании процесса цементирования.



Рисунок 42 – Пробка цементирующая верхняя

Пробка цементирующая с фиксацией имеет на наконечнике уплотнительные кольца и фиксирующую цангу. По окончании продавки тампонажного раствора пробка садится наконечником в седло «стоп-кольца» и фиксируется замком. Уплотнительное кольцо герметизирует соединение. Цанга надежно удерживает пробку внутри «стоп-кольца». Это позволяет не вращаться пробке во время разбухания, чем существенно сокращает время данной операции.



Рисунок 43 – Пробка цементировочная с фиксацией

Комбинированные цементировочные пробки предназначены для использования в комбинациях обсадных колонн, где две или более различные обсадные трубы или колоны труб должны быть вычищены с помощью цементировочных пробок во время перемещения жидкости.

Они имеют различные размеры резиновых ребер, которые помогают в очистке стенок обсадной трубы, а также при оказании помощи в одношаговом перемещении цемента.



Рисунок 44 – Комбинированные цементировочные пробки

2.11 Сортамент цементиловочных корзин

Сортамент цементиловочных корзин, присутствующих на Российском рынке представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Основные производители цементиловочных корзин

Наименование производителя	Расположение производственной базы	Какие цементиловочные корзины производятся
АО «АРТ-ОСНАСТКА» [11]	г. Уфа	Корзина цементиловочная экранирующая, корзина цементиловочная типа 650, полотняная цементиловочная корзина
"ЗЭРС" [24]	г. Волгоград	Цементиловочная корзина ЦК
ООО «ИСК «ПетроИнжиниринг» [12]	г. Когалым, г. Пермь, г. Усинск	Сварная цементиловочная корзина
Компания Норд [43]	г. Москва	Стальная цементиловочная корзина
DMLieferant [9]	г. Москва	Сварная цементиловочная корзина типа 400

Продолжение таблицы 6

ООО «Пуян Zhongshi Группы» [44]	Китай	Сваренная цементирующая корзина, полотняная цементирующая корзина (с резиновым манжетом)
ООО Sledgehammer Ойл Тулз [45]	Индия, г. Москва	Сварная цементирующая корзина, экранирующая цементирующая корзина, полотняная цементирующая корзина
«ТМС групп» [3]	г. Альметьевск	Цементирующая корзина экранирующая
ООО "Торгово-промышленная компания" [46]		Корзина экранирующая цементирующая
ООО «Барбус» [15]	г. Нижневартовск, г. Бугуруслан, г. Камышин	Цементирующая корзина

2.12 Анализ производителей цементировочных корзин для обсадных колонн

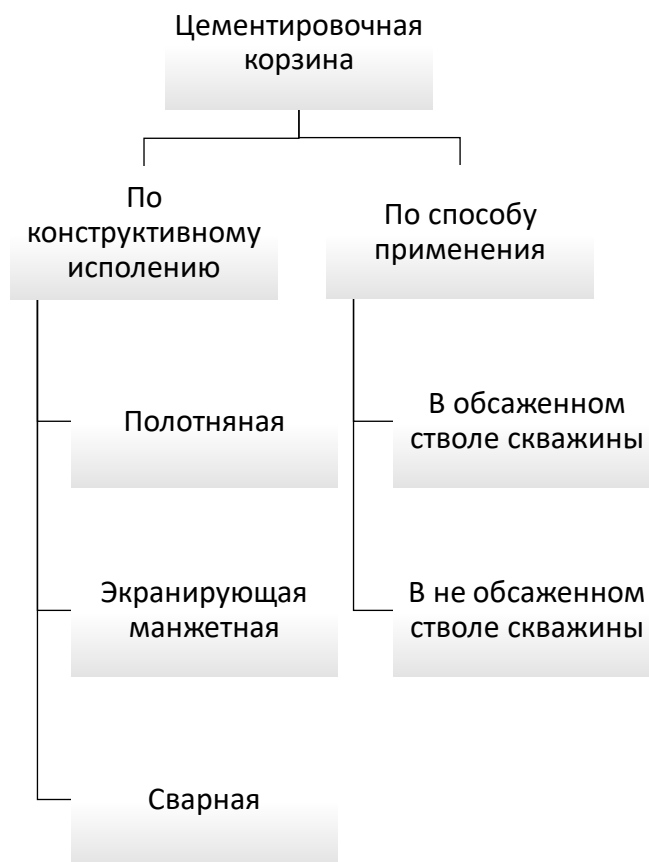


Рисунок 45 – Классификация цементировочных корзин

Анализ рынка производителей цементировочных корзин позволил составить их классификацию (рисунке 45) по характерным признакам. По конструктивному исполнению цементировочные корзины делятся на три типа: плотняная, экранирующая манжетная и сварная.

Сварные цементировочные корзины предназначены для работы на обсадной трубе или прокладках в очень пористых или слабых образованиях, требующих защиты от гидростатического давления, создаваемого столбом цемента. Они также могут быть использованы, чтобы помочь поддержать колонну цемента вблизи поверхности скважины, в то время, когда он затвердевает.



Рисунок 46 – Сварная цементирующая корзина

Корзина цементирующая экранирующая манжетная предназначена для создания седиментационно-уплотненной цементной перемычки и ограничения седиментационных процессов в тампонажном растворе, заполняющем заколонное пространство скважины, а также для удержания столба тампонажного раствора вблизи устья скважины



Рисунок 47 – Корзина цементирующая экранирующая манжетная

Плотняная цементирующая корзина является более совершенной версией и состоит из высокопрочных гибких стальных шестов и тяжелых плотняных прокладок. Цементная корзина помогает в преждевременной

гидратации цемента, уменьшая гидростатический столб жидкости над зоной потери или слабого образования. Она может быть использована с большинством конструкций скважин и особенно эффективна в удовлетворении отверстий большего размера, по сравнению с номинальными.

Сверхмощные полотняные прокладки прикованы к шестам, изготовленным на высокопрочных стальных дугах, прикреплённых на стальную съёмную стопорную муфту. Эта цементная корзина установлена между двумя стопорными муфтами. Корзины не предназначены для возвратно-поступательного движения, тем не менее, иногда они могут продвигаться по длине шва, чтобы обеспечить движение трубы.



Рисунок 48 – Полотняная цементирующая корзина

3. Патентный обзор башмаков обсадных колонн

Был проведен патентный обзор полезных моделей башмаков. Анализ конструкций башмаков позволил дополнить классификацию на рисунке 49, представленную ранее на рисунке 13.

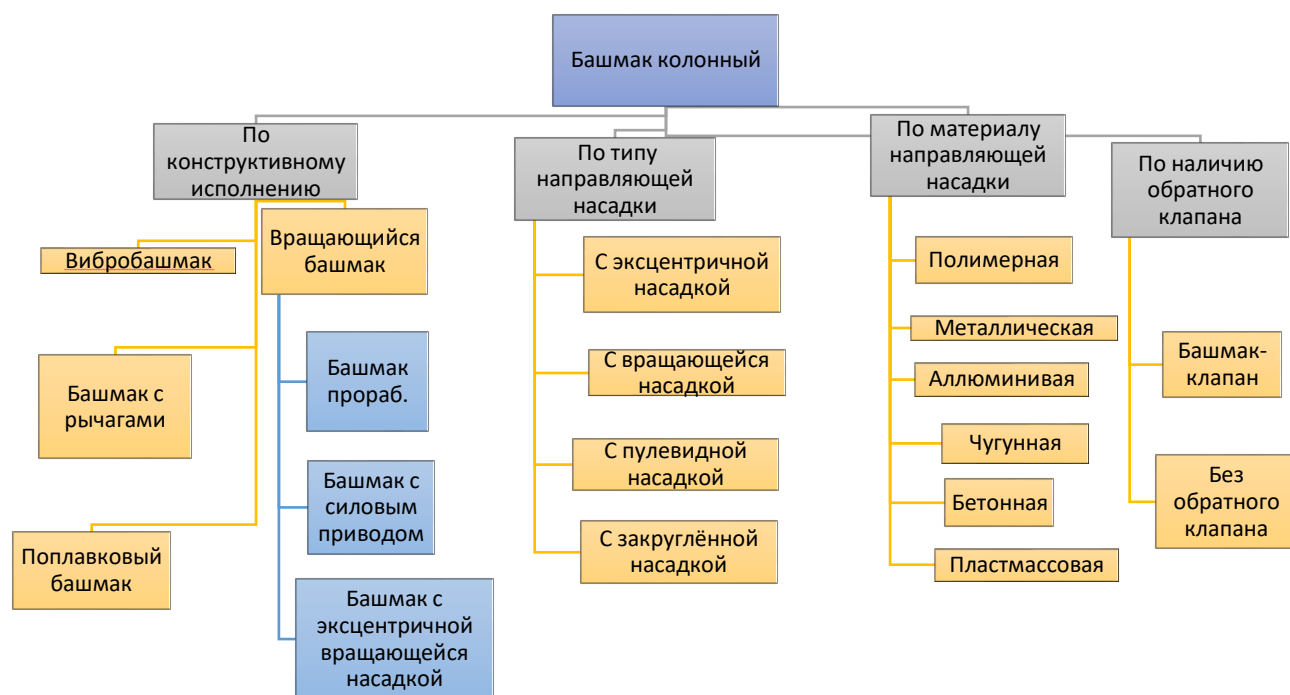


Рисунок 49 – Классификация колонных башмаков

3.1 Типы усовершенствованных башмаков

Далее будут рассмотрены наиболее типовые конструкции каждого решения.

Конструкция башмака (рисунок 50) включает упругий обтекатель [47].

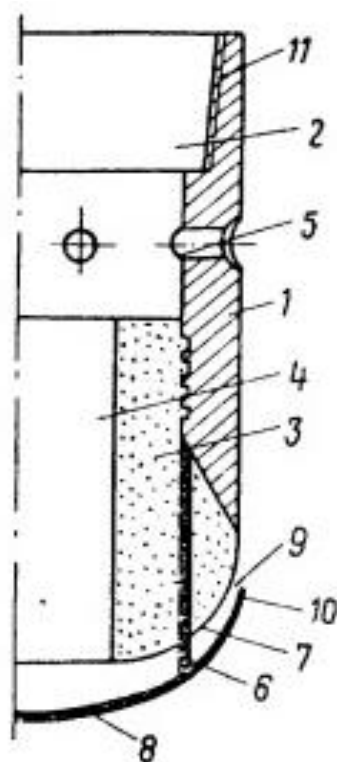


Рисунок 50 – Колонный башмак:

1 – цилиндрический корпус; 2 – осевой канал; 3 – направляющая насадка; 4 – проточный осевой канал; 5 – перепускные отверстия; 6 – упругие штыри; 7 – наружная сферическая поверхность; 8 – упругий обтекатель; 9 – кольцевая щель; 10 – кромка; 11 – резьбовое соединение

Данная особенность обеспечивает повышенную проходимость колонны в местах сужения ствола скважины. При промежуточных промывках давление бурового раствора приводит к упругим колебаниям башмака и его отдельных частей, что вызывает турбулизацию потока жидкости, интенсифицирующую промывку кольцевого пространства скважины. Кроме того, кольцевая щель 9 создает гидромониторный эффект при размывке мест сужения ствола скважины, и при этом создается реактивное усилие, выталкивающее башмак из осложненной зоны.

На рисунке 10 представлен патент [48]. Башмак. Отличительной особенностью данной конструкции является то, что у него имеются отклоняющие элементы, выполненные в виде изогнутых двуплечих рычагов

Т-образного сечения.

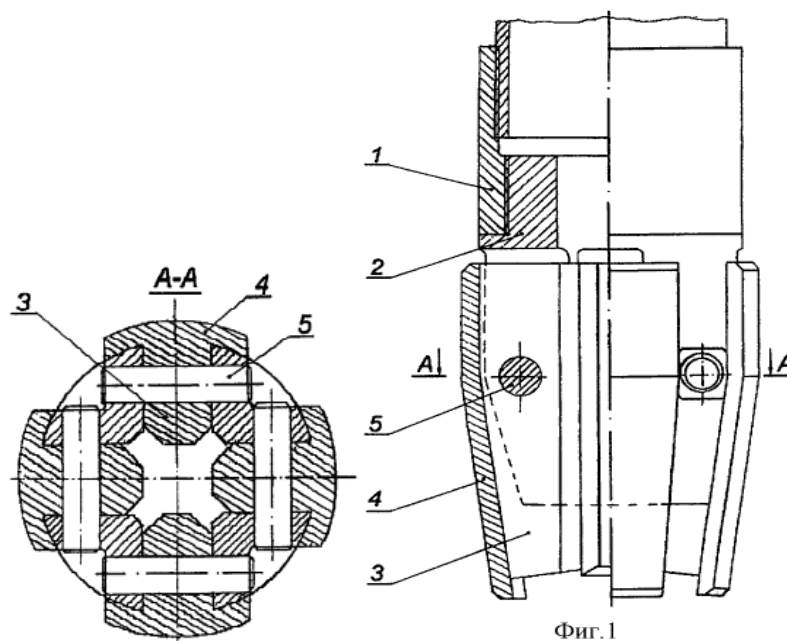


Рисунок 51 – Башмак обсадной колонны:

1 – корпус; 2 – направляющая пробка; 3 – основания рычагов; 4 – опорные плиты; 5 – пальцы

Каждый из этих рычагов состоит из основания 3 и опорной плиты 4. Основания рычагов установлены в сквозных осевых пазах направляющей пробки 2, а в направляющей пробке 2 и в основаниях рычагов 3 выполнены радиальные каналы для размещения в них пальцев 5. Рычаги при помощи пальцев могут проворачиваться вокруг них. Рычаги установлены таким образом, что их малые плечи обращены в сторону корпуса 1, а большие плечи - в сторону нижнего конца направляющей пробки 2.

При прохождении осложненной части ствола, в которой могут иметь место резкие перегибы, каверны, уступы, желоба и т.д., отклоняющие элементы обеспечивают возможность самоориентирования башмака, за счет чего повышается вероятность спуска обсадной колонны без осложнений и аварий. Взаимодействие большого плеча одного из рычагов со стенкой ствола скважины приводит к возникновению на нем определенного момента вращения за счет чего обеспечивается поворот рычага вокруг пальца 5. При этом малое плечо рычага с усилием, кратно превосходящим силу,

действующую на большое плечо рычага, упирается в стенку ствола скважины, отталкивая от нее башмак. Тем самым обеспечивается самоориентация башмака обсадной колонны относительно ствола скважины.

Авторами был предложен ряд конструкций для оборудования низа обсадных колонн [49-51]. Данные изобретения направлены на решение задачи по повышению качества цементации обсадных колонн.

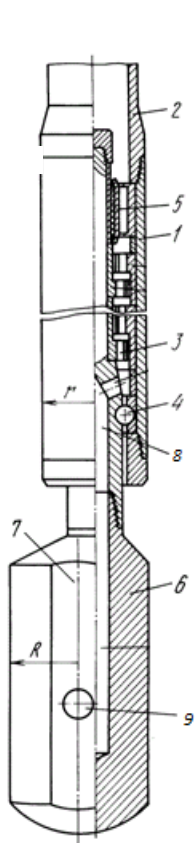


Рисунок 52 –
Вибрационный
башмак обсадной
колонны:
1 – корпус
статора двигателя;
2 – муфта
обсадной
колонны; 3 – вал
ротора двигателя;
4 – осевая опора; 5
– радиальная
опора;

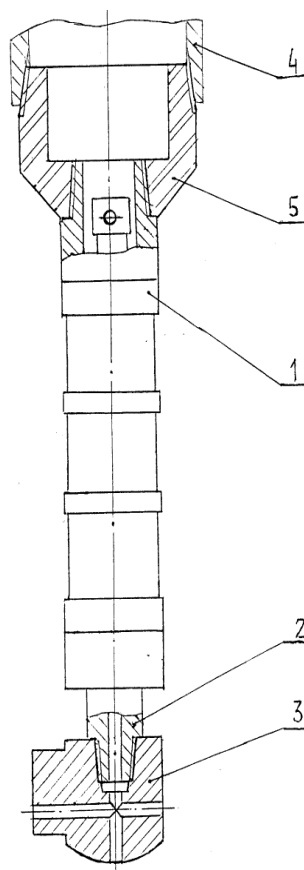


Рисунок 53 –
Вибробашмак
обсадной
колонны:
1 – корпус
турбопривода;
2 – полость вала;
3 – дебаланс; 4
– колонна
обсадных труб;
5 – переводник.

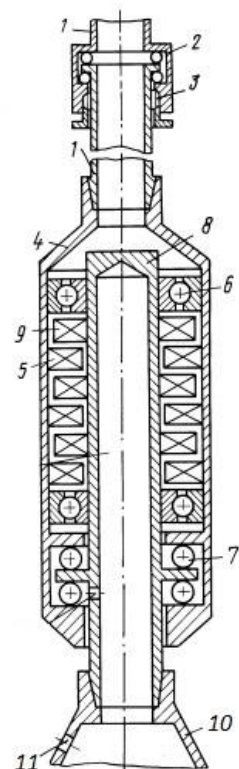


Рисунок 54 –
Ротационный
башмак:
1 – нижняя
часть обсадной
колонны;
2 – вертлюжный
подшипник;
3 – сальник;
4 – корпус ГЗД;
5 – лопастные
направляющие
венцы ротора
турбины;

6 – дебаланс;
7 – лыски;
8 – внутренняя
полость вала;
9 – сообщающие
каналы

6 – радиальная
опора;
7 – осевая
опора; 8 – вал;
9 – лопастные
направляющие
венцы статора
турбины;
10 – буровая
коронка;
11 – отверстия
буровой

Особенностью данной конструкции, представленной на рисунке 6, является наличие гидравлического двигателя [49].

При вращении дебаланса 6 ротором гидравлического двигателя, верхняя часть башмака вместе с присоединенной к нему эксплуатационной колонной перемещается относительно оси скважины с определенной амплитудой, что обеспечивает гарантированные поперечные колебания низа обсадной колонны, и как следствие, беспрепятственный проход цементного раствора через лыски на дебалансе.

На рисунке 53 представлен патент [50]. Принцип работы данного устройства схож с предыдущим, но существенная отличительная конструктивная особенность изобретения состоит в том, что наружный диаметр корпуса турбопривода 1 на 70 - 80 мм меньше внутреннего диаметра обсадной колонны 4, в отличие от прошлого изобретения, где посредством увеличения радиального размера дебаланса над радиусом наружной поверхности статора обеспечивали контакт вращающейся части башмака со стенками скважины.

Башмак, изображенный на рисунке 54, обеспечивает повышение качества цементирования наклонно-направленных скважин [51].

Отличительной особенностью устройства является то, что к нижнему концу вала присоединена буровая коронка 10 для фиксации вала.

При вращении башмак затягивает цемент под трубы при любом зенитном угле ствола скважины, и даже при цементировании эксплуатационных колонн в горизонтальных частях направленных скважин, тем самым обеспечивая более качественное замещение бурового раствора тампонажным.

Представлен башмак-клапан [52] для хвостовика. Особенностью данного изобретения является то, что в конструкции предусмотрено жестко зафиксированное седло относительно корпуса, которое при взаимодействии с клапаном герметично перекрывает низ колонны.

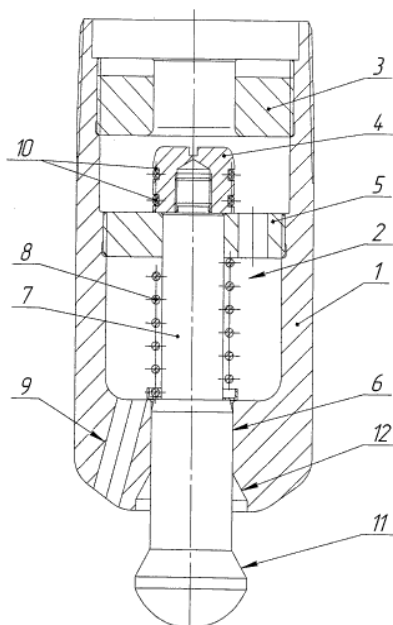


Рисунок 55 – Башмак - клапан для хвостовика:

1 – корпус; 2 – центральный проходной канал; 3 – седло; 4 – клапан; 5 – направляющая втулка; 6 – кольцевое сужение; 7 – подпружиненный толкатель; 8 – пружина; 9 – отверстие; 10 – уплотнительные резиновые кольца; 11 – коническая поверхность толкателя; 12 – поверхность корпуса

При спуске башмака-клапана в составе технологической оснастки хвостовика, происходит заполнение буровым раствором колонны через отверстия 9 корпуса. По упоре хвостовика на забой скважины, толкатель 7

перемещается вследствие чего клапан 4 герметично перекрывает седло 3. В этом положении башмак-клапан для хвостовика надежно перекрывает низ колонны, а эксплуатация продуктивного пласта происходит через управляемые фильтры, установленные выше по колонне. Данная конструкция позволяет проводить обработку призабойной зоны пласта.

3.2 Анализ патентов приведённых башмаков

Проведенный анализ башмаков колонны позволил разработать классификацию колонных башмаков. Среди башмаков для спуска обсадных колонн, наиболее перспективной выглядит конструкция проворачивающегося башмака, так как он позволяет эффективно прорабатывать ствол скважины и прост в конструкции, тем самым обеспечивая надежный спуск колонны.

Представленные конструкции башмаков для цементирования скважины кажутся сомнительными при их реальном использовании, существует риск разрушения стенок скважины и возникновения аварийных ситуаций.

Представленные башмаки-клапаны схожи по своей конструкции и построены на одной базе лишь с некоторыми модернизациями, данные башмаки не имеют очевидных минусов и могут использоваться для обработки и эксплуатации продуктивного пласта. Самой интересной конструкцией является башмак с силовым приводом, в силу его устройства с наличием большого количества комплектующих деталей, из-за чего его применимость также вызывает сомнения.

4. Патентный обзор центраторов

На основе проведенного анализ существующих центраторов для обсадных колонн автором была расширена классификация центраторов обсадных колонн, которая была ранее представлена на рисунке 22, предметом исследований стала группа раздвижных центраторов.



Рисунок 56 – Классификация центраторов обсадных колонн

Группа раздвижных центраторов является очень перспективной и позволяет решить многие проблемы связанные с центраторами обсадных колонн, используемых на настоящий момент, однако не находит применения в промышленности. Их основное достоинство заключается в малом диаметре в транспортном положении, не превышающем диаметр муфты обсадной колонны, что позволяет:

- производить спуск обсадной колонны с меньшими силами трения;
- проводить более качественную промывку скважины перед цементированием скважины, что повысит качество вытеснения бурового раствора;

- снижать репрессию на пласт при проведении промежуточных промывок в процессе спуска обсадной колонны, что сокращает риски возникновения поглощений.

Конструкции раздвижных центраторов различны. По способу активации центрирующих элементов выпускаются гидравлические и набухающие раздвижные центраторы.

Гидравлические. В общем случае центраторы данной группы состоят из следующих конструктивных элементов:

- корпус центратора;
- ниппельная и муфтовая часть для соединения с обсадной колонной;
- срезные элементы, необходимые для предотвращения преждевременной активации центрирующих элементов;
- выдвигающиеся центрирующие элементы.

В процессе спуска гидравлические центраторы находятся в транспортном положении и их диаметр не превышает номинального диаметра обсадной колонны. Их активация производится, как правило, в процессе цементирования скважины, путем разрушения срезных и выдвижения центрирующих элементов за счет гидравлической энергии жидкости.

Авторами [53-60] предложены ряд конструкций раздвижных центраторов для обсадных колонн, активируемых гидравлическим способом.

Активация центратора, представленного на рисунке 57, производится в процессе продавки тампонажного раствора. При прохождении продавочной пробки через срезные пробки 3 центратора происходит их разрушение и дальнейший переток продавочной жидкости через радиальные каналы 2 в рабочий цилиндр 6. Под действием гидродинамического давления продавочной жидкости происходит осевое движение поршня 7 и дальнейшая передача движения на дополнительные центрирующие элементы 9. Они в свою очередь через шарнир 10 передают создаваемое усилие на основные центрирующие элементы 8. За счет

выдвижения основных 8 и дополнительных 9 центрирующих элементов в радиальном направлении происходит центрирование обсадной колонны [53].

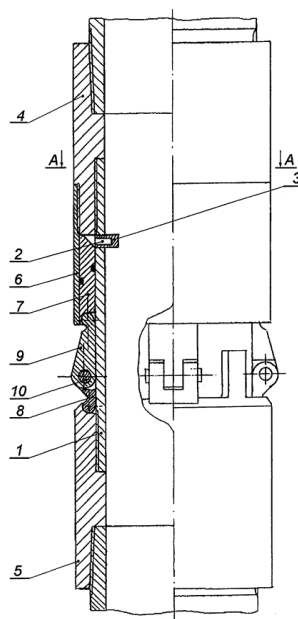


Рисунок 57 – Центратор гидравлический: 1 – корпус; 2 – сквозные радиальные каналы; 3 – разрушаемые пробки; 4, 5 – муфты; 6 – рабочий цилиндр; 7 – поршень; 8, 9 – основные и дополнительные центрирующие элементы; 10 – шарнирные соединения

Активация центратора, представленного на рисунке 58, производится в момент посадки продавочной пробки на «Стоп-кольцо». После срезания пробки 12 на центраторе, под действием избыточного давления в момент «Стоп» рабочий поршень 8 перемещается вниз. После преодоления упругости разрезного пружинного кольца 9 рычаги 7 раздвигаются за счет воздействия конической поверхности поршня 8 на концы рычагов 7 и центрируют обсадную колонну относительно оси скважины [54].

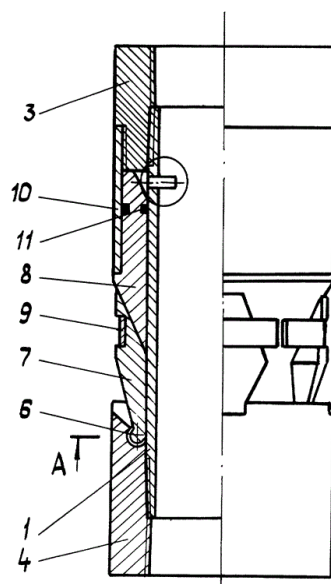


Рисунок 58 – Центратор гидравлический: 1 – обсадная труба;
 2 – отверстия; 3, 4 – муфты; 5 – кольцевая канавка; 6 – оси; 7 – рычаги;
 8 – рабочий поршень; 9 – разрезное пружинное кольцо; 10 – цилиндр;
 11 – резиновые кольца

Активация центратора (рисунок 59) производится в процессе продавки тампонажного раствора. При прохождении продавочной пробки через срезные пробки 15 происходит их разрушение, продавочной жидкости перетекает в полость цилиндра 11 через радиальные отверстия. Избыточное давление продавочной жидкости воздействует на поршень 12, который в свою очередь на замковое кольцо 14, что приводит к его расширению и попаданию на конический конец цилиндра 11. Перемещаясь замковый поршень 12 зацепляется за уступ цилиндра 11, который в свою очередь освобождает конец башмака 8 и осей 7. Замковый поршень останавливает свое движение при достижении торца муфты. При увеличении давления начинает движение поршень 10, который в свою очередь сдвигает клинья 9 и рычаг 6. Концы рычага 6 упираются в стенку скважины и происходит центрирование обсадной колонны [55].

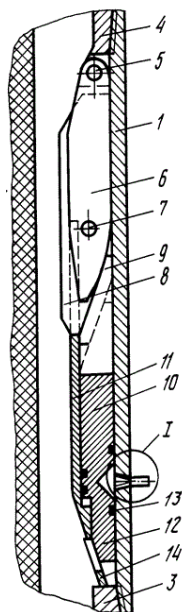


Рисунок 59 – Центратор гидравлический: 1 – обсадная труба;
 2 – отверстия; 3, 4 – муфты; 5 – пальцы; 6 – пары рычагов; 7 – оси;
 8 – центрирующий башмак; 9 – клинья; 10 – поршень; 11 – цилиндры;
 12 – замковый поршень; 13 – резиновые кольца; 14 – замковые кольца;
 15 – срезная пробка

Достоинством данной группы центраторов является наличие защиты от преждевременной их активации.

При этом они обладают следующими недостатками:

- сложность конструкции;
- малая длина хода центрирующих элементов, что может привести к некачественному центрированию обсадной колонны при высокой кавернозности ствола скважины, особенно в интервалах с высокой кавернозностью ствола скважины;
- отсутствует фиксация центрирующих элементов в рабочем положении, что может привести к возврату центрирующих элементов в транспортное положение.

Проблема отсутствия фиксации центрирующих элементов в рабочем положении решена в нижеследующих конструкциях.

Активация центратора, представленного на рисунке 60, происходит в конце продавки тампонажного раствора после получения момента «Стоп»,

при этом за счет возрастающего избыточного давления происходит срезание штифта 19, сжатие центрирующих элементов в поперечном и расширение в радиальном направлении. Фиксация центрирующих элементов в рабочем положении осуществляется благодаря взаимодействию выступов 24 с канавками 23 [56].

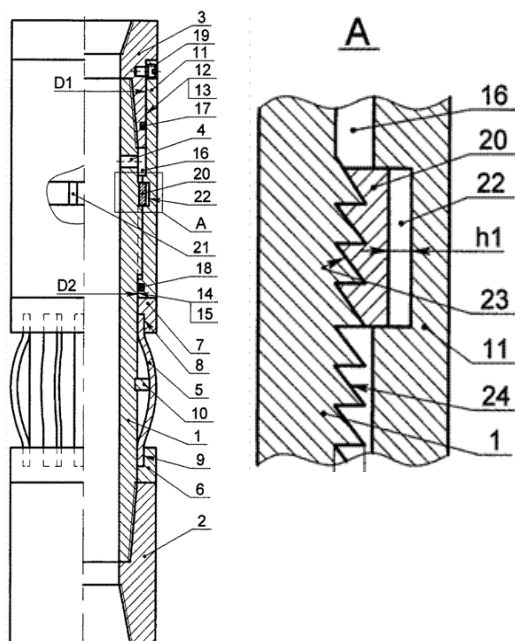


Рисунок 60 – Центратор гидромеханический: 1 – корпус; 2, 3 – нижний и верхний переводники; 4 – радиальный канал; 5 – центрирующие элементы; 6, 7 – нижняя и верхняя втулки; 8, 9 – пазы; 10 – кольцо; 11 – дифференциальная втулка; 12, 14 – верхняя и нижняя расточки; 13, 15 – проточки; 16 – полость; 17, 18 – уплотнительные кольца; 19 – срезной штифт; 20 – упругодеформируемое кольцо; 21 – разрез; 22 – канавка; 23 – кольцевые канавки; 24 – выступ; А – узел фиксации центрирующих элементов в рабочем положении

Активация центратора (рисунок 61) производится в процессе продавки тампонажного раствора, при прохождении цементирующей пробки через кольцевые сектора 6. Следует отметить, что цементирующая пробка имеет нестандартную конструкцию и оборудуется распорным конусом 9 для лучшего воздействия на кольцевые сектора 6 и их дальнейшего раздвижения в радиальном направлении.

При движении кольцевых секторов 6 их перемещение через штока 3 передается опорам 4, заставляя последние выдвинуться в сторону стенок скважины. При этом происходит фиксация центрирующего элемента за счет соскакивания упругих стержней 7. Выдвижение центрирующих элементов приводит к центрированию обсадной колонны [57]. Недостатком данной конструкции является то, что фиксация производится не в максимальном положении центрирующего элемента, что может привести к некачественному центрированию обсадной колонны.

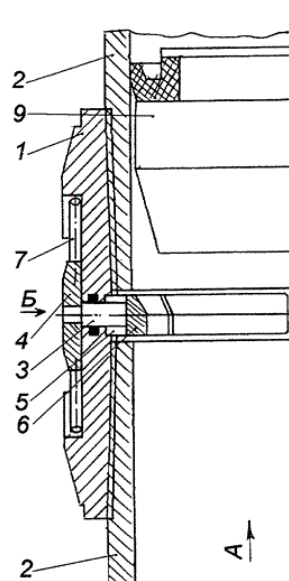


Рисунок 61 – Центратор гидравлический: 1 – корпус; 2 – обсадные трубы; 3 – шток; 4 – опора; 5 – кольцевая канавка; 6 – сектора; 7 – упругие стержни; 8 – фигурные вкладки; 9 – распорный конус

Активация центратора, схема которого представлена на рисунке 62, производится в процессе цементирования обсадной колонны. Под действием избыточного давления в обсадной колонне открывается обратный клапан 8, и происходит заполнение через канал 7 внутренней полости 6 эластичного центрирующего элемента 4. При этом происходит увеличение эластичного центрирующего элемента в размерах и центрирование обсадной колонны. Эластичные центрирующие элементы расположены спирально, что добавляет эффект турбулизации потока жидкости и улучшает замещение промывочной жидкости цементным раствором [58].

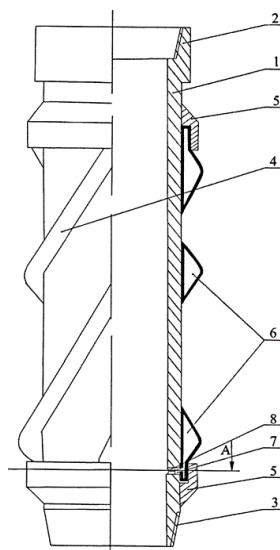


Рисунок 63 – Центратор гидравлический: 1 – корпус; 2 – муфта; 3 – ниппель; 4 – центрирующие элементы; 5 – кольца; 6 – внутренняя полость; 7 – канал; 8 – обратный клапан

Активация центратора (рисунок 64) производится в конце продавки тампонажного раствора в момент «Стоп». В этот момент в обсадной колонне создается избыточное давление, под действием которого открывается обратный клапан 5, продавочная жидкость перетекает во внутрь корпуса 2 и выправляет гофрированную трубу 4. Фиксация гофрированной трубы в раскрытом положении обеспечивается обратным клапаном, что позволяет надежно отцентрировать обсадную колонну [59].

Центратор, представленный на рисунке 65, работает следующим образом. При закачке в обсадную колонну цементного раствора создается перепад давления между трубным и затрубным пространством. Каждый фиксирующий элемент 10 настроен на определенный перепад давления, при котором происходит срезание фиксирующих элементов, что вынуждает центрирующий элемент 4 выдвигаться из корпуса 2 и центрировать обсадную колонну в стволе скважины. Фиксация центрирующих элементов происходит при попадании конусообразного выступа 8 в кольцевую проточку 9 [60]. Этот центратор имеет следующие недостатки:

- фиксация производится только при максимальном выдвижении центрирующего элемента. При наличии сужений ствола скважины в месте

установки центратора центрирующий элемент может не выдвинуться до конца, тогда центрирование обсадной колонны не произойдет;

- крепление центратора к колонне обсадных труб производится сваркой в условиях буровой, что увеличивает время установки центратора;
- сложность настройки фиксирующих элементов (на каждом центраторе разное давление срабатывания).

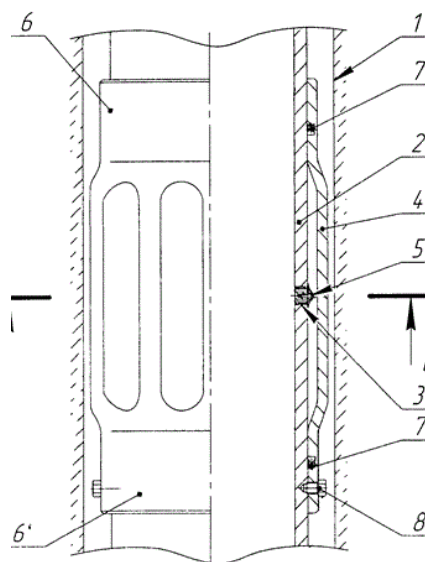


Рисунок 64 – Центратор гидравлический: 1 – ствол скважины; 2 – корпус; 3 – радиальные каналы; 4 – центрирующие элементы; 5 – средство перевода центрирующих элементов в рабочее положение; 6 – гофрированные трубы с кольцевыми зауженными каналами; 7 – самоуплотняющиеся манжеты; 8 – винты

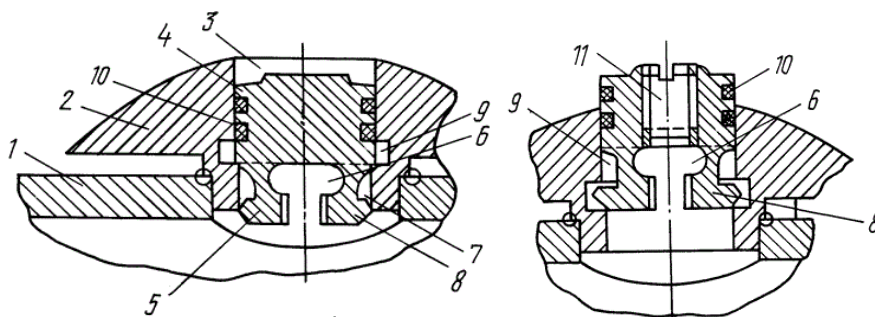


Рисунок 65 – Центратор гидравлический: 1 – обсадная труба; 2 – корпус; 3 – цилиндрический канал; 4 – центрирующий орган; 5 – сегментообразные элементы; 6 – овальная полость; 7 – кольцеобразная выемка;

8 – конусообразный выступ; 9 – кольцевая проточка; 10 – фиксирующие элементы

Набухающие. В общем случае центраторы данной группы состоят из следующих конструктивных элементов:

- корпус, который соединяется с обсадной колонной ниппельной и муфтовой частями, либо стопорным кольцом с соединительными винтами;
- эластичные или металлические центрирующие пластины;
- набухающий материал.

В процессе спуска набухающие центраторы находятся в транспортном положении, их активация производится, как правило, в процессе промывки при их взаимодействии с буровым раствором. Авторами [61-63] предложен ряд конструкций набухающих центраторов.

При спуске обсадной колонны центратор, схема которого представлена на рисунке 66, находится в транспортном положении, закреплен стопорным кольцом 3. Защита полых элементов 4 от трения со стенками скважины осуществляется при помощи металлических пластин 2. В процессе промывки промывочная жидкость проникает через полупроницаемые грани элементов 4, что приводит к набуханию полимера, под действием давления его расширения происходит раздвижение пластин 4 и центрирование обсадной колонны [61].

Активация центратора (рисунок 67) производится в процессе промывки скважины перед цементированием обсадной колонны. Промывочная жидкость попадает в полости 6 через отверстия 3 и взаимодействует с водонабухающим полимером 7, который растет в объеме и давит на кольца 2. Перемещение колец 2 приводит к сжатию пластин 1, вследствие чего они прижимаются к стенке скважины и центрируют обсадную колонну [62].

Центратор, представленный на рисунке 68, работает следующим образом. При промывке скважины перед цементированием обсадной колонны промывочная жидкость взаимодействует с водонабухающим полимером 7, проникая через полупроницаемые грани во внутреннюю полость 6 центрирующего элемента 4. Расширяясь, набухающий полимер воздействует

на эластичный центрирующий элемент, вследствие чего происходит центрирование обсадной колонны [63].

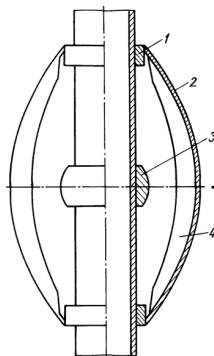


Рисунок 66 – Центратор набухающий: 1 – кольца; 2 – металлические пластины; 3 – стопорное кольцо; 4 – полые элементы; 5 – водонабухающий полимер

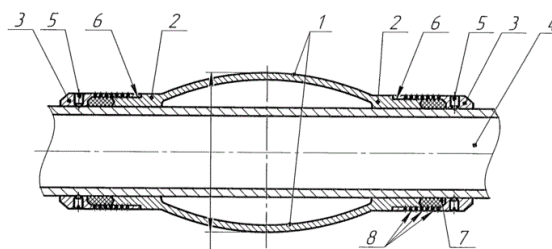


Рисунок 67 – Центратор набухающий: 1 – металлические пластины; 2 – кольца для размещения; 3 – стопорные кольца; 4 – обсадная колонна; 5 – стопорные винты; 6 – полости; 7 – водонабухающий полимер; 8 – отверстия

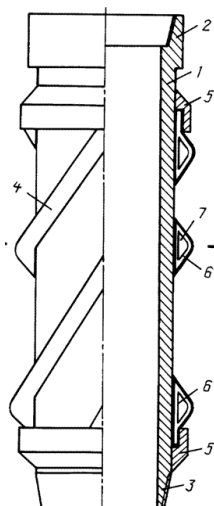


Рисунок 68 – Центратор набухающий: 1 – корпус; 2 – муфта; 3 – ниппель; 4 – эластичный центрирующий элемент; 5 – кольца; 6 – внутренняя полость; 7 – водонабухающий полимер

Группа набухающих центраторов имеет следующие достоинства помимо рассмотренных общих достоинств раздвижных центраторов:

- простота изготовления;
- имеется фиксация центрирующих элементов в рабочем положении.

Несмотря на достоинства данная группа обладает следующими недостатками:

- отсутствие защиты от повреждения центрирующих элементов при контакте со стенками скважины в процессе спуска обсадной колонны;
- сложность предотвращения преждевременного срабатывания центратора при спуске обсадной колонны;
- высокая вероятность несрабатывания центратора ввиду малых сил, обеспечивающих центрирование.

5. Совершенствование элементов технологической оснастки

В связи с научной новизной результатов проведенных исследований раздел не представлен.

6. Социальная ответственность

Социальная ответственность – это особое морально-правовое и социальное отношение конкретного лица (в нашем случае Работодателя) к обществу (Рабочему классу), характеризующиеся выполнением нравственного долга и правовых норм и аспектов деятельности.

В данном разделе более подробно рассмотрим роль социальной ответственности в нефтегазовой отрасли, в частности, в сфере бурения нефтяных и газовых скважин. А именно, рассмотрение пунктов связанных с исключением несчастных случаев; защитой здоровья работников; снижением вредных воздействий на окружающую среду; экономным расходованием не возобновляемых природных ресурсов. В качестве объекта исследования рассматривается технологический процесс по спуску и креплению, использованию специальных элементов технологической оснастки для оснащения обсадных колонн и строительства скважин в различных геологических условиях, различных по своей специфике, профилю и назначению.

Таким образом, в роли объекта выступает весь комплекс производственно-технических мероприятий, необходимый для бурения нефтяных и газовых скважин.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работник в сфере бурения нефтяных и газовых скважин имеет право на:

1. предоставление работы, обусловленной трудовым договором, а также рабочего места, соответствующего государственным нормативным требованиям охраны труда;
2. обеспечение рабочего места оборудованием, инструментами, технической документацией и прочими средствами, необходимыми для исполнения трудовых обязанностей;

3. своевременную и в полном объеме выплату оплаты труда в соответствии со своей квалификацией, сложностью труда, количеством и качеством выполненной работы;

4. отдых, то есть соблюдение ежедневной продолжительности рабочего времени, предоставление перерывов для отдыха и питания (12-ти часовой рабочий день с перерывом на обед 1 час), оплачиваемых ежегодных отпусков в соответствии с трудовым законодательством РФ (28 календарных дней) и дополнительный отпуск продолжительностью 16 календарных дней за работу в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера;

5. гарантии и компенсации, предусмотренные законодательством РФ и локальными нормативными актами работодателя (компенсации проезда и проживания при устройстве на работу в полном размере, по факту предоставления подтверждающих документов; работнику за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения предприятия (пункта сбора) к месту работы и обратно выплачивается надбавка за вахтовый метод работы в размере установленным работодателем);

6. обязательное государственное социальное страхование в порядке и на условиях, установленных действующим законодательством РФ.

При возникновении ситуации, представляющей угрозу жизни и здоровью людей, сохранности имущества, незамедлительно сообщить о случившемся непосредственному руководителю.

Положения о правах рабочего персонала, осуществляющих деятельность вахтовым методом прописаны в Трудовом кодексе Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018) Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом, а также в ГОСТе Р 12.0.001-2013.

Основным нормативным документов для обеспечения безопасной работы в нефтегазовой отрасли являются Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности ПБ-08-624-03. В данном документе детально прописаны все требования, необходимые для обеспечения

безопасности на рабочей площадке. Рассмотрим некоторые из них: для исключения падения посторонних предметов на рабочего с высоты, применяемые крепления всех приспособлений и устройств, устанавливаемых на вышках, должны исключать их самопроизвольное раскрепление и падение. Приспособления и устройства должны быть застрахованы от падения. Для исключения падения свечей бурильных труб буровые установки должны быть оснащены приспособлением (поясом) для А-образных мачт и вышек с открытой передней гранью, предотвращающих падение устанавливаемых (установленных) за палец свечей.

Буровая вышка должна быть обеспечена маршевыми лестницами (угол падения их не более 60° , ширина 0,7 м). Между маршами лестниц следует устроить переходные площадки. Расстояние между ступеньками по высоте не более 25 см, они должны иметь уклон внутрь $2\div 5^\circ$. С обеих сторон ступени должны иметь планки или бортовую обшивку, высотой 15 см. Пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения.

6.2 Производственная безопасность

Анализ опасных и вредных производственных факторов

Согласно ГОСТ 12.0.002-14 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Термины и определения» факторы производственной среды представлены, как опасные и вредные производственные факторы.

Количество работающих на опасном техническом производстве в Российской Федерации составляет почти половину от всех занятых физическим трудом лиц. Охрана труда рабочих является одним из основополагающих факторов для построения дисциплинированного, а главное безопасного производственного процесса. В настоящее время правительство страны работает над улучшением условий труда рабочих, его научной организации о сокращении, а в дальнейшем и о полном вытеснении тяжелого физического труда на основе комплексной механизации и автоматизации

производственных процессов в большинстве отраслей производственно-технического хозяйства.

Отрасль нефтяной и газовой промышленности является наиболее опасной производственной площадкой, следовательно, для создания условий труда уделяется особое внимание.

В сфере бурения нефтяных и газовых скважин, входящей в состав нефтегазового комплекса, при неправильной организации труда и производства, несоблюдении мероприятий по проводке скважин возможны следующие опасности, представленные в таблице 7:

Таблица 7 – Сводная таблица опасных и вредных факторов на производственном объекте нефтегазового промысла

Факторы	Этапы работ	Нормативные документы
	Эксплуатация	
1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;	+	СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». [63] СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. [64] СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки. [65] СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [66] ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. [67]
2. Повышенный уровень шума на рабочем месте	+	
3.Повышенный уровень электромагнитного излучения	+	
4.Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	

Продолжение таблицы 7

5. Поражение электрическим током	+	СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. [68]
6. Возгорание	+	ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. [69]
7. Повышенный уровень вибрации	+	ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности. [70] ГОСТ 12.1.012-2004 Вибрационная безопасность. Общие требования. [71]
8. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования	+	Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды. [72]

Вредные факторы:

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;

Анализ вредного фактора, который может создать аварийную ситуацию.

Производственная деятельность на буровой ведется круглосуточно и круглогодично, следовательно, влияние как высоких, так и низких температур на организм рабочего персонала неизбежен. Помимо этого, как правила основная масса буровых работ ведется в условиях крайнего Севера.

Возможные последствия от действия фактора на организм человека.

Данный факт способствует частому заболеванию рабочего персонала: повышение температуры тела; простуда; болезни дыхательных путей и др. Безопасность и здоровья персонала на рабочем месте очень важный показатель для компаний, для этого необходимо соблюдать требования и нормативы рабочего процесса на открытом воздухе.

Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации.

Труд всех работающих в условиях крайнего Севера по профессиям, связанных с бурением нефтяных и газовых скважин, по микроклиматическому признаку регламентируется в соответствии с Р 2.2.2006-05. [72]

Согласно данного документа, наиболее подходящим климатическим регионом (поясом), характеризующимся следующими показателями температуры воздуха (средняя зимних месяцев) и скорости ветра (средняя из наиболее вероятных величин в зимние месяцы), является климатический пояс Іб (TV) - 41 °С и 1,3 м/с.

Таким образом, к допустимым климатическим условиям труда относится -15,1 °С (без перерывов на обогрев) и -18,1 °С (с перерывами); к вредным условиям труда относится температурный интервал -23,5 °С (без перерывов на обогрев) и – 29,8 °С (с перерывами); к опасным относится -27,5 °С (без перерывов на обогрев) и -35,5 °С (с перерывами на обогрев).

Для предупреждения заболеваний необходимо предусмотреть укрытия рабочих мест, индивидуальные средства защиты (спецодежда), необходимые перерывы в работе. За вредность выплачиваются компенсации.

Повышенный уровень шума на рабочем месте.

Анализ вредного фактора, который может создать аварийную ситуацию.

Шум на рабочей площадке буровой установки неизбежен. Источником возникновения является работа винтового забойного двигателя в скважине, передающего шум и вибрацию по всей длине бурильной колонны на роторный стол. Помимо этого, работа дизельных двигателей является основным источником шума на буровой установке.

Возможные последствия от действия фактора на организм человека.

Шум, возникающий в результате работы производственного оборудования, превышающий допустимые нормативные значения, пагубно воздействует на центральную нервную и вегетативную систему человека и органы слуха. Длительное воздействие шума, превышающего нормативные показатели, могут повлечь заболевания человека шумовой болезнью —

нейросенсорная тугоухость. Таким образом, можно выделить основные негативные последствия на человека под действием избытка шума: потери слуха, некоторых нервных заболеваний, снижения продуктивности в работе и некоторых случаях потери жизни.

Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации.

Рассмотрим данный фактор с точки зрения ГОСТ 12.1.003-83.

Шум на рабочем месте не должен превышать 80 дБ. Запрещается даже кратковременное пребывание в зонах с октавными уровнями звука, превышающими давление в 135 дБ.

Защитные мероприятия: при проектировании, разработке технологических процессов, изготовлении и эксплуатации машин, следует принимать необходимые меры по снижению шума, воздействующего на персонал во время работы, до значения не превышающих допустимые. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция (минеральная вата, войлок) и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

Повышенный уровень вибрации.

Анализ вредного фактора, который может создать аварийную ситуацию.

Источниками вибрации на буровой установке являются те же механизмы и оборудование, что и источниками шума: винтовые забойные двигатели, дизельные двигатели, компрессоры и др.

Возможные последствия от действия фактора на организм человека.

Обеспечение вибрационной безопасности на буровой площадке подразумевает создание условия, при которых воздействие данного фактора не будет предшествовать ухудшению состояния рабочего персонала, в том числе к профессиональным заболеваниям, снижению комфортности труда.

Помимо негативного влияния на человека, вибрации может влиять на нарушение в работе механизированных инструментов, машин и оборудования буровой установки, а также строительных конструкций. Это может повлечь за собой возникновение аварийных ситуаций и, в конечном счете, неблагоприятных воздействий на человека, получение им травм.

Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации.

Соблюдение требований техники безопасности по данному фактору регламентируется ГОСТ 12.1.012-2004.

На рабочем месте бурильщика во время долбления наибольшая вибрация отмечена на установке роторного бурения — до 123 дБ в октавной полосе 31,5 Гц. На установках, осуществляющих бурение турбобуром, параметры среднеквадратичной колебательной скорости ниже допустимого уровня и зачастую не превышают его. В целом наиболее высокие уровни вибрации, до 90—123 дБ, отмечены в полосах частот 8—63 Гц. На всех буровых установках средние величины вибрации в диапазоне частот 8—63 Гц превышают допустимые уровни. Значительное превышение вибрации над допустимыми величинами имеется в проходах у силовых агрегатов различных типов буровых установок.

Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброручкавицы.

Отсутствие или недостаток естественного света; недостаточная освещенность рабочей зоны.

Анализ вредного фактора, который может создать аварийную ситуацию.

Работы на буровой ведутся круглосуточно, как на открытом пространстве (стол ротора, мостки), так и в закрытых помещениях (насосный блок, центральная система грубой очистки). Как правило недостаток освещения касается двух представленных случаев.

Возможные последствия от действия фактора на организм человека.

Недостаточно хорошее освещение в рабочей зоне сказывается на усталость персонала, человек в таких условиях работает менее продуктивно, повышается потенциальная опасность возникновения аварийной ситуации и несчастных случаев. Помимо этого, недостаток освещения может повлечь профессиональные заболевания, например, такие как спазм аккомодации и близорукость. Естественное освещение имеет большое значение при работе. Образованное в результате взаимодействия прямого и отраженного света диффузное освещение помещений создает благоприятное распределение яркости, что оказывает положительное действие на зрение.

Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации.

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СП 52.13330.2011 (СНиП 23-05-95*).

Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное.

Нормы освещенности на рабочих местах должны иметь следующие значения: стол ротора – 40 лк; полатя верхового рабочего – 10 лк; приемный мост – 30 лк.

6.3 Экологическая безопасность

Учитывая, что нефтяная промышленность в силу своей специфики является отраслью загрязнителем, где все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки, необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия представлены в таблице 8.

Таблица 8 - Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия.

Природные ресурсы, компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Литосфера	Уничтожение и повреждение почвенного слоя сельхозугодий и других земель (уничтожение в результате работы спец. техники и др.)	1.Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. 2.Соблюдение нормативов отвода земель. 3.Рекультивация земель.
	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и другими веществами.	1.Сооружение поддонов, отсыпка площадок для техники. 2.Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов.
	Засорение почвы производственными отходами и мусором.	1. Вывоз и захоронение производственных отходов (металлолом, шлам) и мусора.
	Создание выемок и неровностей.	1.Засыпка выемок.
	Уничтожение сельскохозяйственной растительности.	1.Оплата потрав.

Продолжение таблицы 8

Литосфера	Нарушение естественных свойств геологической среды.	1. Ликвидационный тампонаж буровых скважин.
	Некомплексное изучение недр.	1. Тематические и научно-исследовательские работы по повышению комплексности изучения недр. 2. Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрытия и отходы будущего производства.
	Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов. Застройка месторождений, их затопление.	1. Ведение работ, позволяющих извлечь из недр как можно больше полезных компонентов. 2. Геологические работы с целью проверки "стерильности" зон застройки и организация рудных отвалов и складов, хранение образцов и проб.
Атмосфера	Выбросы пыли и токсичных газов.	1. Мероприятия предусматриваются в случае непосредственного вредного воздействия.
Гидросфера	Механическое и химическое загрязнение водоотводов в результате стаяивания отвалов. Загрязнение подземных вод при смещении водоносных горизонтов.	1. Сооружение водоотводов, накопителей и отстойников. 2. Очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики).

Для обеспечения предотвращения загрязнения окружающей среды необходимо обеспечить строгое соблюдение действующих норм, правил и инструкций Госкомприроды, Минводхоза, Минрыбхоза, Минздрава России, а также местных директивных и контролирующих органов.

Охрана окружающей среды при бурении и креплении скважины. На данном этапе строительства скважины должны выполняться следующие мероприятия:

- с целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилежащих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90;

- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);
- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;
- образующиеся во время СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар.

Охрана недр.

Для надежной охраны недр в процессе бурения скважины должны выполняться следующие мероприятия:

- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;
- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой;
- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров.

Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины. После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия:

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;
- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;
- произвести восстановление плодородного слоя земли.

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы

охраны природы (ГОСТ 17.2.3.01-86; ГОСТ 17.1.1.01-77; ГОСТ 17.2.1.04-77; ГОСТ 17.4.2.01-81; ГОСТ 27593-88.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это процесс возникновения, в течение короткого периода времени, экстремальных условий для человека, преодоление которых требует высокого уровня физической, физиологической, психологической, моральной адаптированности. В чрезвычайных ситуациях возникают экстремальные условия для человека.

Возможные ЧС: аварийные разливы нефти и выбросы газа, взрывы, пожары, разрывы ПВО и труб в процессе опрессовки, открытые фонтаны, затопление прибрежной территории, шквальные ветра, ливневые дожди, заморозки и др

К наиболее вероятным производственным чрезвычайным ситуациям в нефтегазовом комплексе относятся:

- Пожары;
- Открытые фонтаны;

Рассмотрим один из самых опасных и вероятный случаев.

Пожары. Опасность пожаров и взрывов на производственных объектах нефтегазодобывающей промышленности характерна для всех технологических процессов начиная от добычи нефти, газа или конденсата и заканчивая их переработкой. Вероятность возникновения этих явлений, возможные масштабы и последствия их воздействия на здоровье и жизнь работающих зависят от объемов и свойств горючих материалов и веществ, условий поступления, распространения и накопления их в воздухе.

По взрывоопасности и пожароопасности объекты нефтяной и газовой промышленности относятся к категории «А». Согласно НП 105-03 к взрывоопасности категории «А» относятся производства на которых применяются:

1) вещества, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, воздухом и друг с другом (химические реагенты для приготовления бурового раствора: калий, натрий и др.);

2) горючие газы, нижний предел воспламенения которых равен 10% и меньше по отношению к объему воздуха (метан);

3) жидкости, с температурой вспышки паров до 28 °С, исключительно при условии, что указанные газы и жидкости могут образовывать взрывоопасные смеси в объеме, превышающем объем помещения на 5 % (спирт метиловый, этиловый, пропиловый).

Причины взрывов и пожаров могут быть различны:

1) пропуски дизельного топлива, разливы нефтепродуктов и горючих веществ;

2) нарушение герметичности выхлопных коллекторов двигателей, неисправность искрогасителей;

3) применение открытого огня, курение, проведение сварочных работ вблизи мест хранения нефти, горюче-смазочных материалов, сгораемых конструкций и горючих веществ;

4) неисправности электрооборудования, вызывающие искрение, короткое замыкание, нагрев проводов;

5) прокладка силовой осветительной сети с нарушениями;

6) перегрузка электрических приборов, оборудования.

Во избежание возникновения взрывов и пожаров необходимо выполнять следующие требования:

1) территория вокруг буровой в радиусе 50 м должна быть очищена от травы, валежника, листьев;

2) площадки вокруг наземных сооружений должны быть выровнены и не иметь препятствий для передвижения людей и пожарного транспорта;

3) топливная емкость для двигателей внутреннего сгорания, а также смазочные материалы должны располагаться не ближе 15 м от буровой;

4) запрещается пользоваться на буровой факелами, спичками, свечами, керосиновыми факелами. Курение разрешается только в специально отведенных для этого местах, оборудованных емкостью с водой и надписью: "Место для курения";

5) электрические машины, оборудование, приборы, применяемые во взрывоопасных местах, должны отвечать требованиям "Правил изготовления взрывозащищенного и рудничного электрооборудования;

Дизельное топливо и нефтепродукты для приготовления раствора хранятся не ближе 40 м от буровой.

Пожарная профилактика. Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием на буровой перед началом бурения должна быть создана пожарная дружина из членов буровой бригады. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91.

Все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов.

Территория буровой должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой запрещается:

- располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;

- хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит.

Заключение

В данном разделе были рассмотрены основные понятия вредных и опасных факторов влияющие на состояние здоровья сотрудников при строительстве скважины.

Были приведены меры и рекомендации по обеспечению безаварийной работы буровой установки. В случае возникновения чрезвычайных ситуаций рассмотрен план ликвидации аварии.

Для сотрудников, производящих обслуживание и работы на буровой установки, или производящих какие-либо работы предусмотрены бесплатные средства индивидуальной защиты, обеспечены условия безаварийной работы.

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью магистерской диссертации является анализ и совершенствование элементов технологической оснастки. Таким образом, в данном разделе выпускной квалификационной работы необходимо оценить перспективность и экономическую эффективность использования современного отечественного оборудования для установки хвостовиков, в частности – подвесные устройства хвостовиков.

Потенциальными потребителями результатов данной работы будут являться буровые нефтесервисные компании.

С этой целью необходимо:

- составить SWOT-анализ;
- составить график проведения научного исследования
- оценить затраты на крепление интервала под хвостовик;
- сравнить затраты на приобретение оборудования отечественного и зарубежного производства;
- сравнить затраты на приобретение услуг по инженерному сопровождению;
- оценить экономическую эффективность использования оборудования отечественных производителей

7.1. SWOT анализ

Первым этапом SWOT анализа является выявление сильных и слабых сторон научно-исследовательской работы и поиск потенциальных угроз для реализации проекта.

Результаты первого этапа SWOT анализа, представлены в таблице 9.

Таблица 9 - Результаты первого этапа SWOT анализа.

	Сильные стороны: С1. Финансирование из бюджета;	Слабые стороны: Сл1. Невозможность использования
	С2. Не требуется закупка материалов и оборудования; С3. Широкая база данных в общественном доступе; С4. Персонал с высокой квалификацией.	конфиденциальных данных заказчиков; Сл2. Сложности в поиске данных с 2-мя идентичными условиями (геология, вертикаль и т.д.); Сл3. Возможные неточности вследствие неучтенности третьих факторов, неуказанных в доступных рапортах и сводках.
Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ; В2. Сотрудничество с предприятиями - сервисными буровыми организациями; В3. Возникновение дополнительного спроса на исследование; В4. Получение гранта для продолжения исследований; В5. Удорожание схожих конкурентных исследований.		
Угрозы: У1. Невостребованность результатов исследования; У2. Развитие конкуренции (консультационные компании, предоставляющие услуги в виде рекомендаций по снижению УВН) У3. Снижение бюджета на исследование; У4. Неточность получаемых данных.		

На втором этапе SWOT анализа необходимо выявить соответствие сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Данное мероприятие покажет если есть необходимость в проведении коренных изменений. По результатам второго этапа были составлены интерактивные матрицы, которые представлены в таблицах 10 – 13.

Таблица 10 - Интерактивная матрица «возможности - сильные стороны»

Сильные стороны научно-исследовательского проекта					
Возможности		Сил 1	Сил 2	Сил 3	Сил 4
	Возм 1	-	-	-	-
	Возм 2	-	-	+	+
	Возм 3	-	-	-	-
	Возм 4	-	-	+	+
	Возм 5	+	+	-	-

По результатам анализа таблицы «возможности-сильные стороны» выделяются следующие коррелирующие позиции: В2С3С4, В4С3С4, В5С1С2.

Таблица 11 - Интерактивная матрица «возможности - слабые стороны»

Слабые стороны научно-исследовательского проекта				
Возможности		Слаб 1	Слаб 2	Слаб 3
	Возм 1	-	-	-
	Возм 2	-	-	-
	Возм 3	+	+	-
	Возм 4	-	+	-
	Возм 5	-	-	-

По результатам анализа таблицы «возможности - слабые стороны» можно выделить следующие коррелирующие позиции проекта: В3Сл2, В4Сл2.

Таблица 12 - Интерактивная матрица «угрозы-сильные стороны»

Сильные стороны научно-исследовательского проекта					
Угрозы		Сил 1	Сил 2	Сил 3	Сил 4
	Угр1	-	-	-	-
	Угр 2	-	-	-	-
	Угр 3	-	+	-	-
	Угр 4	-	-	+	-

По таблице «угрозы-сильные стороны» выделяются следующие коррелирующие угрозы и сильные сторон: У3С2, У4С3.

Таблица 13 - Интерактивная матрица «угрозы-слабые стороны»

Слабые стороны научно-исследовательского проекта				
Угрозы		Слаб 1	Слаб 2	Слаб 3
	Угр 1	+	+	-
	Угр 2	+	+	-
	Угр 3	-	-	-
	Угр 4	-	-	+

Анализируя интерактивную матрицу по таблице «угрозы-слабые стороны» можно выделить следующие позиции: У1Сл1Сл2, У2Сл1Сл2, У4Сл3.

На третьем этапе SWOT анализа составляется итоговая матрица, включающая в себя описание сильных, слабых сторон и угроз, данная информация представлена в таблице 11.

Таблица 14 - Итоговая таблица SWOT анализа

	Сильные стороны: С1. Финансирование из бюджета; С2. Не требуется закупка материалов и оборудования; С3. Широкая база данных в общественном доступе; С4. Персонал с высокой квалификацией.	Слабые стороны: Сл1. Невозможность использования конфиденциальных данных заказчиков; Сл2. Сложности в поиске данных с 2-мя идентичными условиями (геология, вертикаль и т.д.); Сл3. Возможные неточности вследствие, если не учитываем третьи факторы, не указанные в доступных рапортах и сводках.
Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ; В2. Сотрудничество с предприятиями - сервисными буровыми организациями; В3. Возникновение дополнительного спроса на исследование; В4. Получение гранта для продолжения исследований; В5. Удорожание схожих конкурентных исследований	Выявленные соответствия из интерактивной матрицы «возможности-сильные стороны»: В2С3С4 – широкая база данных, имеющаяся в открытом доступе, может быть дополнена данными от предприятий, что может полностью покрыть потребность в исходных данных; компетентный персонал предприятий сотрудников работает в паре с высоко квалифицированными сотрудниками университета. В4С3С4С5 – получение гранта решаемой проблемы при участии квалифицированного персонала, наличием оборудования и материалов для работы. В5С1С2 – так как данные исследования финансируются из бюджета, что дает преимущество перед компаниями конкурентами.	Выявленные соответствия из интерактивной матрицы «возможности-слабые стороны»: В3Сл1Сл2 – возможно появление дополнительного спроса на исследование УВН, в случае если выданные рекомендации будут способствовать снижению непроизводительного времени; В4Сл2 – в случае возможности более детального исследования с приобретением специализированного оборудования; Возможно получение гранта для дальнейшего развития проекта.

Угрозы: У1. Невостребованность результатов исследования; У2. Развитие конкуренции (консультационные компании, предоставляющие услуги в виде рекомендаций по снижению УВН) У3. Снижение бюджета на исследование; У4. Неточность получаемых данных.	Выявленные соответствия из интерактивной матрицы «угрозы-сильные стороны»: У3С2 – при снижении бюджета на исследование возможно времени, уделяемого руководителем магистранту, будет меньше, что в конечном итоге скажется на точности исследований; У4С3 – возможны ошибки в сделанных выводах, соответственно в выдаваемых рекомендациях.	Выявленные соответствия из интерактивной матрицы «угрозы-слабые стороны»: У1Сл1Сл2 – возможно отсутствие спроса на данное исследование вследствие неэффективности выдаваемых рекомендаций; У2Сл1Сл2 – возможно развитие конкурентных исследований в области изучения УВН и повышения качества выдаваемых ими консультаций; У4Сл3 – возможно получение неточных данных вследствие использования данных полученных не при абсолютно идентичных условиях.
--	--	--

7.2 Составление графика проведения научного исследования

Данная диаграмма представляет собой график, где работы каждого этапа представлены протяженными во времени отрезками, которые характеризуются датами начала и окончания выполнения данных работ. Длительность этапов рассчитывается как:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях; T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях; $k_{\text{кал}}$ – коэфф. календарности.

Коэффициент календарности находится согласно формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - (T_{\text{вых}} + T_{\text{пр}})},$$

где $T_{\text{кал}} = 366$ – количество календарных дней в году; $T_{\text{вых}} + T_{\text{пр}} = 118$ – количество выходных и праздничных дней в 2020 году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{366}{365-118} = 1,48.$$

Полученные по результатам расчетов значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} округляем до целого. Все полученные значения представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Временные показатели проведения научного исследования

Виды работ	Трудоемкость работ			Исполнители	Продолжительность работ в раб. днях, T_{pi}	Продолжительность работ в календ. днях, T_{ki}
	t_{\min} , чел-дни	t_{\max} , чел-дни	$t_{\text{ож}}$, чел-дни			
Определение темы исследования	8	12	9.6	Руководитель	9.6	14.21
Подбор и изучение литературных источников	13	20	15.8	Магистрант	15.8	23.38
Планирование работ	2	5	3.2	Руководитель Магистрант	1.6	2.37
Оформление литературного обзора	8	12	9.6	Магистрант	9.6	14.21
Подбор базы данных для проведения аналитических исследований	27	34	29.8	Магистрант	29.8	44.10
Анализ результатов исследования, оформление выводов	27	34	29.8	Руководитель магистрант	14.9	22.05
Написание магистерской диссертации	8	12	11	Магистрант	11	14.21

На основании таблицы 4 строится календарный план график проведения научно-исследовательских работ (таблица 16)

Таблица 16. Календарный план-график

№ работ	Вид работ	Исполнитель	Т _к , кал. дни	Продолжительность выполнения работ				
				январь	февраль	март	апрель	май
1	Определение темы исследования (9.01.20 - 22.01.20)	Руководитель	14					
2	Подбор и изучение литературных источников (23.02.20 - 14.02.20)	Магистрант	23					
3	Планирование работ (15.02.20 - 16.02.20)	Руководитель, Магистрант	2					
4	Оформление литературного обзора (17.02.20 - 2.03.20)	Магистрант	14					
5	Подбор базы данных, соответствующих заданным критерия, для проведения аналитических исследований (3.03.20 - 15.04.20)	Магистрант	44					
6	Анализ результатов исследования, оформление выводов (16.04.20 - 7.05.20)	Руководитель, Магистрант	22					
7	Оформление диссертации (8.05.20 - 21.05.20)	Магистрант	14					

– руководитель;
 – магистрант.

7.3 Капитальные затраты

7.3.1 Расчет стоимости работ

Норма времени для выполнения работ по креплению скважины представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Норма времени работ

Наименование работ	Время на выполнение работы, ч
ПЗР к креплению скважины	16
Подготовительные работы к креплению скважины	72
Спуск и установка хвостовика	24
Заключительные работы	12
Всего	124

Стоимость 1 суток работы буровой установки складывается из стоимости работы буровой бригады, стоимости работы агрегатов, подрядных организаций и составляет от 500000 рублей до 1000000 рублей в среднем.

Для расчета примем стоимость 1 часа работы на буровой исходя из стоимости 1 суток в 750000 рублей. Тогда стоимость работ можно рассчитать так: $750000/24 \cdot 124 = 3875000$ рублей.

Итого стоимость работы буровой установки без учета заработной платы составит: $3875000 - 775620 = 3099380$ рублей.

Итого стоимость работы буровой установки без учета заработной платы составит: $3875000 - 775620 = 3099380$ рублей.

7.3.2 Затраты на закупку оборудования

Для расчета возьмем подвеску хвостовика ПХН отечественного производителя ОАО «Тяжпрессмаш» и пакер-подвеску BlackCat-HU зарубежного производителя Weatherford.

Стоимость рассматриваемого оборудования и сопутствующих услуг приведена в таблице 18.

Таблица 18 – Стоимость оборудования и сопутствующего инженерного сопровождения

Вид услуги\стоимость, тыс. руб.	ОАО «ТПМ»	Weatherford
Подвеска хвостовика	423.5	2167
Комплект технологической оснастки	242	577,8
Инженерное сопровождение работ	121	250

Затраты на приобретение оборудования и инженерного сопровождения являются разовыми для одной скважины.

Обсадная труба является давальческим материалом.

Единовременные капитальные затраты на закупку оборудования:

Стоимость комплекта оборудования отечественного производителя плюс сервисное сопровождение работ с учетом НДС.

Расчет: $(423500 + 242000 + 121000) * 1,18 = 928070$ руб. за один хвостовик.

Стоимость комплекта оборудования зарубежного производителя плюс сервисное сопровождение работ с учетом НДС.

Расчет: $(2167000 + 577800 + 250000) * 1,18 = 3533864$ руб. за один хвостовик.

Итого капитальные затраты составят без учета амортизации составят:

- Для отечественного оборудования: $3099380 + 928070 = 4027450$ рублей
- Для импортного оборудования: $3099380 + 3533864 = 6633244$ рублей

7.4 Формирование бюджетного фонда

7.4.1 Расчет амортизации

Норма амортизационных отчислений для буровых установок – 14,3%.

Амортизация для отечественного оборудования
 $= 0,143 * \text{кап.затраты} = 0,143 * 4027450 = 575925$ рублей.

Амортизация для импортного оборудования $= 0,143 * \text{кап.затраты} = 0,143 * 6633244 = 948554$ рублей.

7.4.2 Расчет заработной платы

Средняя ставка рабочего за час работы 417 рублей. Работы ведутся посменно по 12 часов. Заработная плата одного работника за весь процесс крепления хвостовика составит: $417 \times 62 = 25854$ рублей. В процессе крепления хвостовика задействовано порядка 40 человек. Итого на заработную плату всем сотрудникам потребуется $25854 \times 40 = 775620$ рублей.

7.4.3 Отчисления в государственные внебюджетные фонды

Данная статья расходов отражает обязательные отчисления по установленным законодательством РФ нормам в Фонд социального страхования (ФСС), Пенсионный фонд России (ПФР) и Федеральный фонд обязательного медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

На основании пункта 1.1. ст. 284 Налогового кодекса РФ ставка – 30%.

Сумма отчислений = $0,30 \times \text{заработная плата} = 0,30 \times 775620 = 232686$ рублей.

7.4.4. Прочие затраты

Величина накладных затрат обуславливается расходами, не попавшими в предыдущие статьи расходов:

ПЗ для отечественного оборудования = сумма
расходов $\times 0,15 = 5611681 \times 0,15 = 841752$ рублей

ПЗ для импортного оборудования = сумма
расходов $\times 0,15 = 8590104 \times 0,15 = 1288515$ рублей

Таблица 19 – Итоговая таблица бюджетного фонда

п.п.	Статья расходов	Отечественное оборудование	Импортное оборудование
1	Амортизация	575925р.	948554р.
2	Заработная плата	775620р.	775620р.
3	Отчисления в государственные внебюджетные фонды	232686р.	232686р.
4	Капитальные затраты	4027450р.	6633244р.
5	Прочие затраты	841752р.	1288515р.
	Итого	6453433р.	9878620р.

7.5 Оценка экономического эффекта

Для оценки экономического эффекта необходимо сравнить стоимость крепления скважины хвостовиком при использовании отечественного оборудования и зарубежного.

Для наглядного сравнения стоимости крепления скважины с использованием оборудования российского и зарубежного производства можно посчитать стоимость работ с учетом вероятности безотказной работы оборудования.

Для отечественных компаний – 95%.

Для зарубежных компаний – 99%.

Получается, что при разнице в вероятности безотказной работы около 4%, стоимость оборудования и сопутствующих услуг зарубежной компании выше на 75%.

Общая стоимость использования отечественного оборудования: **6453433** рублей.

Общая стоимость использования зарубежного оборудования: **9878620** рублей.

Тогда, на 100 операций по креплению скважины хвостовиком с использованием отечественного оборудования будет приходиться 5 аварийных случаев и как следствие, повторения операции.

$$C1 = 6453433 * 105 = 677\,610\,465 \text{ рублей.}$$

$$C2 = 9878620 * 101 = 997\,740\,620 \text{ рублей.}$$

где C1 и C2 – стоимость работ за 100 операций с учетом вероятности отказа оборудования отечественного и зарубежного производителя соответственно.

$$\Xi = (1 - C1/C2) * 100\% = 32\%.$$

где Ξ – экономический эффект от применения оборудования отечественного производства.

Экономический расчет показал, что применение оборудования и сопутствующих сервисных услуг отечественных производителей позволит снизить затраты на проведение работ по креплению скважин хвостовиком на 32%. Следовательно, применение подвесных устройств хвостовиков российского производства для крепления наклонно-направленных скважин является экономически эффективным и целесообразным.

Отечественными производителями и поставщиками подземного оборудования для установки хвостовиков являются крупные промышленные заводы, имеющие свои научно-исследовательские и инженерно-конструкторные подразделения.

Сортамент предлагаемого оборудования российского производства имеет обширное количество наименований, однако, все же, значительно уступает зарубежным аналогам как в количестве, так и в качестве.

Основной причиной такого явления является слабая поддержка государства в плане финансирования и налоговой политики, а также недостаточное финансирование научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ самими компаниями-производителями.

Заключение

В ходе выполнения магистерской диссертации были выполнены все поставленные задачи. Рассмотрен сортамент производителей элементов технологической оснастки обсадных колонн, представленных на рынке России и был проведен патентный обзор по отдельным элементам технологической оснастки.

Анализ конструкций элементов технологической оснастки позволил выделить следующие направления их совершенствования:

- разработка новых эффективных конструкций из современных композитных материалов;
- снижение сил трения при спуске обсадной колонны;
- возможность конструкции к возвратно-поступательному движению при вынужденном подъеме труб;
- защита от преждевременного срабатывания;
- совмещение разных элементов технологической оснастки в одном для большего функционала и экономии времени на установку.

Разработка отдельных элементов из специальных материалов позволит снизить металлоемкость конструкций и тем самым существенно сократить вес обсадной колонны. Снижение сил трения позволит с большим успехом доводить обсадную колонну до проектной глубины в горизонтальных стволах скважины. Также при увеличении качества центрирования колонны увеличится и качество цементного камня в горизонтальных стволах скважины, в связи с равномерным зазором между стенками скважины и обсадной трубы.

Следственно разработанные проектные рекомендации могут применяться в осложненных интервалах скважин.

Список использованной литературы

1. Официальный сайт компании «Avrora» / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://oooavrora.com> (дата обращения 30.04.2020).
2. Официальный сайт компании «Endeavour» / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://endv.su/> (дата обращения 30.04.2020).
3. Официальный сайт компании «ТМС групп» / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://тмс-групп.рф> (дата обращения 30.04.2020).
4. Официальный сайт ООО «ОРИОН» / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://orion-18.ru> (дата обращения 30.04.2020).
5. Официальный сайт АО «УДОЛ» / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://udol.ru> (дата обращения 30.04.2020).
6. Официальный сайт ОАО «Краснодарский механический завод» / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://mkkmz.ru> (дата обращения 30.04.2020).
7. Официальный сайт ОАО "Краснодарский завод НЕФТЕМАШ" / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://remoil.ru> (дата обращения 30.04.2020).
8. Официальный сайт компании «Буринтех» / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://burintekh.ru/> (дата обращения 30.04.2020).
9. Официальный сайт компании «DMLiefer» / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://dmliefer.ru/> (дата обращения 30.04.2020).
10. Официальный сайт компании "Уралнефтемаш" / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.uralneftemash.ru/> (дата обращения 30.04.2020).
11. Официальный сайт АО «Арт-оснастка» / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://art-osnastka.ru> (дата обращения 30.04.2020).
12. Официальный сайт ООО «ИСК «ПетроИнжиниринг» / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://iscpetro.ru> (дата обращения 30.04.2020).
13. Официальный сайт Wuxi Geotec Geological Equipment/ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.coredrillchina.ru/> (дата обращения 30.04.2020).

14. Официальный сайт ООО «БИТ» / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.drillinotech.ru/> (дата обращения 30.04.2020).
15. Официальный сайт ООО «Барбус» / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://llc-barbus.ru/> (дата обращения 30.04.2020).
16. Официальный сайт компании «Зенит» / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.zenith.ru> (дата обращения 30.04.2020).
17. Официальный сайт компании «Южная нефтегазوماшиностроительная компания» / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ungmk.ru/> (дата обращения 30.04.2020).
18. Официальный сайт АО "ЮГНЕФТЕМАШ" / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.yugneftemash.ru> (дата обращения 30.04.2020).
19. Официальный сайт компании «БурТехМаш» / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.burtechmash.ru> (дата обращения 30.04.2019).
20. Официальный сайт компании "НЕДРАКАМ" / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://nedrakam.ru/> (дата обращения 30.04.2020).
21. Официальный сайт компании «Е-USS» / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.e-uss.ru> (дата обращения 30.04.2020).
22. Официальный сайт компании "ЗЭРС" / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://zers.ru> (дата обращения 30.04.2019).
23. Официальный сайт компании "РосПромбур" / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://rosprombur.ru/> (дата обращения 30.04.2020).
24. Официальный сайт компании «ТатПром-Холдинг» / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.tatpromfilter.ru/> (дата обращения 30.04.2020).
25. Официальный сайт компании «Механический завод» / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://mz-orisk.ru/> (дата обращения 30.04.2020).
26. Официальный сайт ЗАО НПП "Адонис" / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.promkat.ru/> (дата обращения 30.04.2020).

27. Официальный сайт научно-производственной компании "Фильтр" / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.npk-filtr.ru/> (дата обращения 30.04.2020).
28. Официальный сайт АО "ОМЗ" / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ormash.tmk-group.ru/> (дата обращения 30.04.2020).
29. Официальный сайт компании "ТяжПромКомплект" / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://tpkom.com/> (дата обращения 30.04.2020).
30. Официальный сайт ООО ТД "НКМЗ" / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://nkmz-po.ru/> (дата обращения 30.04.2020).
31. Официальный сайт компании АО "Сибнефтемаш" / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.sibneftemash.ru/> (дата обращения 30.04.2020).
32. Официальный сайт компании "Измерон" / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://izmeron.ru/> (дата обращения 30.04.2020).
33. Официальный сайт научно-производственной фирмы "Пакер" / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://npf-paker.ru/> (дата обращения 30.04.2020).
34. Официальный сайт компании ООО "Нефтегрупп" / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://neftegroupp.ru/> (дата обращения 30.04.2020).
35. Официальный сайт компании "Нигмаш-Сервис" / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.nigmash.ru/> (дата обращения 30.04.2020).
36. Официальный сайт компании "SCHLUMBERGER" / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.slb.ru/> (дата обращения 30.04.2020).
37. Официальный сайт компании "ПЗТО Титан" / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://pzto-titan.ru/> (дата обращения 30.04.2020).
38. Официальный сайт компании "Юнитек" / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.th-unitech.ru/> (дата обращения 30.04.2020).
39. Официальный сайт компании "ЗаводЮгмаш" / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://yugmash.ru/> (дата обращения 30.04.2020).

40. Официальный сайт компании ЗАО "Буровое нефтепромысловое оборудование" / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://yugmash.ru/> (дата обращения 30.04.2020).
41. Официальный сайт компании ООО ПП "МТР-Сервис" / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://mtrservis.ru/> (дата обращения 30.04.2020).
42. Официальный сайт компании "Вымпел техно групп" / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.vpremium.ru/> (дата обращения 30.04.2020).
43. Официальный сайт компании "Норд" / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://nord-co.com/> (дата обращения 30.04.2020).
44. Официальный сайт компании "Пуян Zhongshi Групп" / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.zs-oilfieldequip.ru/> (дата обращения 30.04.2020).
45. Официальный сайт компании "Sledgehammer Ойл Тулз" / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.sledgehammermoscow.com/> (дата обращения 30.04.2020).
46. Официальный сайт компании ООО "Торгово-промышленная компания" / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://xn--j1ahaafr.xn--p1ai/> (дата обращения 30.04.2020).
47. Патент SU 1673725 А1. Башмак обсадной колонны / Матвеев Ларион Михайлович, Сулейманов Эльдар Мамедоглы
48. Патент RU 2282706 С1. Башмак обсадной колонны / Акбулатов Искандер Тимурович, Акчурин Хамза Исхакович, Баранцевич Станислав Владимирович, [и др.].
49. Патент RU 2093664 С1. Вибрационный башмак обсадной колонны / Иоанесян Ю.Р
50. Патент RU 2100564 С1. Вибробашмак обсадной колонны / Иоанесян Ю.Р., Лапавок В. С.
51. Патент RU № 2077657 С1. Ротационный башмак обсадной / Иоанесян Ю.Р.
52. Патент RU 2413063 С1. Башмак – клапан для хвостовика / Хамитьянов Нигаматьян Хамитович, Ахмадишин Фарит Фоатович, Фаткуллин Рашад

53. Патент RU 2282705 C1. Центратор обсадной колонны / Баранцевич С.С. (UA), Карасевич А.М. (RU), Кейбал А.В. (RU), Ляпков Д.П. (RU), Сторонский Н.М. (RU) / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru#1546853929988 (дата обращения 30.04.2019).
54. Патент RU 2176719 C2. Центратор обсадной колонны / Мавлютов М.Р., Левинсон Л.М., Блезин Б.К., Степанов Р.В., Хамидуллин Ф.Х., Килин В.Г., Степанов Р.Р. / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru#1552657402212 (дата обращения 30.04.2019).
55. Патент RU 2034128 C1. Центратор обсадной колонны / Левинсон Л.М., Гаррис О.В., Блезин Б.К. / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru#1552658705153 (дата обращения 30.04.2019).
56. Патент RU 2432447 C1. Центратор гидромеханический / Витязев О.Л. (RU), Секисов А.В. (RU), Хайруллин Б.Ю. (RU), Хомутовский В.В. (RU). / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru#1546779649606 (дата обращения 30.04.2019).
57. Патент RU 2285109 C1. Центратор обсадной колонны / Карасевич А.М. (RU), Кейбал А.В. (RU), Сторонский Н.М. (RU), Баранцевич С.В. (UA), Кейбал А.А. (RU) / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru#1546854488550 (дата обращения 30.04.2019).
58. Патент RU 2405101 C1. Центратор обсадной колонны / Каримов И.Н. (RU), Агзамов Ф.А. (RU). Электронный ресурс: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru#1546856812113 (дата обращения 30.04.2019).
59. Патент RU 2387792 C2. Центратор обсадной колонны / Фаткуллин Р.Х. (RU), Хамитьянов Н.Х. (RU), Абдрахманов Г.С. (RU), Ахмадишин Ф.Ф. (RU),

Киршин А.В. (RU), Оснос В.Б. (RU). Электронный ресурс: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru#1552658116853 (дата обращения 30.04.2019).

60. Патент RU 2209291 С1. Центратор обсадной колонны / Рамазанов Г.С., Гилязов Р.М., Янтурин Р.А., Гилязов Р.Р., Хайруллин В.Ф., Алексеев Д.Л., Ханипов Р.В. / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru#1552659803962 (дата обращения 30.04.2019).

61. Патент RU 2468181 С1. Центратор обсадной колонны / Агзамов Ф.А. (RU), Каримов И.Н. (RU), Тихонов М.А. (RU). / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru#1546855783046 (дата обращения 30.04.2019).

62. Патент RU 2640849 С1. Центратор обсадной колонны / Зарипов И.М. (RU), Исхаков А.Р. (RU), Киршин А.В. (RU), Оснос В.Б. (RU) / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru#1552660678078 (дата обращения 30.04.2019).

63. Патент RU 2473777 С1. Центратор обсадной колонны с изменяемой геометрией / Агзамов Ф.А. (RU), Каримов И.Н. (RU), Тихонов М.А.(RU) / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru#1546856274585 (дата обращения 30.04.2019).

64. СанПиН 2.2.2/2.4.1.1340-03. «Гигиеническими требованиями к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»; утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 15.06.2003 г.

65. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий»; утв. постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 08.04.2003 г.

66. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»; утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 31.10.1996 г.
67. СанПиН 2.2.4.548-96 - Санитарные правила и нормы Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.-М.: Изд-во стандартов, 1996. – 120 с.
68. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
69. СП 52.13330.2016. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. – М.: утв. приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, 2016 г.
70. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Изд-во стандартов, 1996. – 83 с.
71. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности. – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 6 с.
72. ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность. Общие требования»; утв. межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации по переписке (протокол N 15 от 4 февраля 2004 г.)

Приложение А

Раздел 8

The casing centralizer patent review

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ82	Лютиков Олег Николаевич		17.06.2020

Консультант кафедры БС:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Консультант – лингвист кафедры ИЯПР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гутарева Надежда Юрьевна	к.п.н.		17.06.2020

1. The casing centralizers

Continuous access to underground energy resources such as oil, gas and geothermal energy requires drillers to carry out a safer drilling and extraction process. Drilling is one of the integral steps to sustain global energy requirements. An important piece of the equipment to accomplish safer drilling are the centralizers.

It is critical to choose the right type of a centralizer in any wellbore and to place them at optimum position on the casing string to achieve a good and consistent standoff. The casing centralizers are available in many shapes and sizes. It is important to understand the differences in each type and which is best suited to each application.

The centralizers are used to keep the casing string from contacting the borehole, while providing a good standoff clearance around the casing to aid running and cementing operations. Application of the centralizers allows to reduce the friction forces when running the casing, to obtain the uniform gap between the casing strings and the walls of the well, to ensure the uniform thickness of cement stone around the downhole casing (to avoid behind-the-casing flows and corrosion).

Steel spring (bow spring) centralizers (Figure 1) are designed for reliable centering of the casing strings during the casing running in the vertical, directional and horizontal wells.

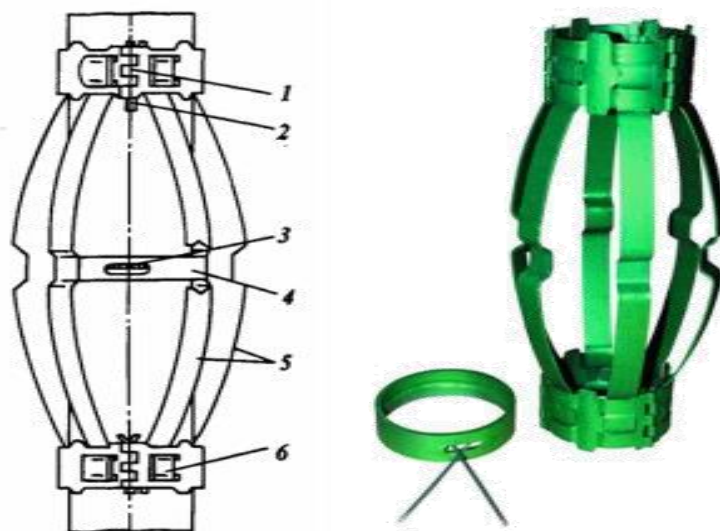


Figure 1 – The tough elastic centralizers: 1 – the loop eyes; 2 – the nails; 3 – the spiral wedges; 4 – the limiting rings; 5 – the spring bows; 6 – the segment slots

This design is typical in the casing running operations offering a good balance between performance and cost. The spring steel bows are welded to rigid end collars that supply support to the bows.

The rigid centralizers offer high strength in horizontal and extended reach wells where rotation is needed to get casing to bottom.



Figure 2 – A rigid centralizer

They offer an assured standoff and function as bearings during the pipe rotation. However, limitation comes because the centralizers are smaller than the wellbore, and hence they will not provide a good centralization as well as the bow spring type centralizers in the vertical wells.

2 Patent review of the casing centralizers

2.1 Classification of casing centralizers

The conducted patent analysis has allowed to study in detail the design features of various casing centralizers and to develop their extended classification (Figure 3). Below we will consider the patent base of the casing centralizers divided into the groups according to the type of the centralizers.

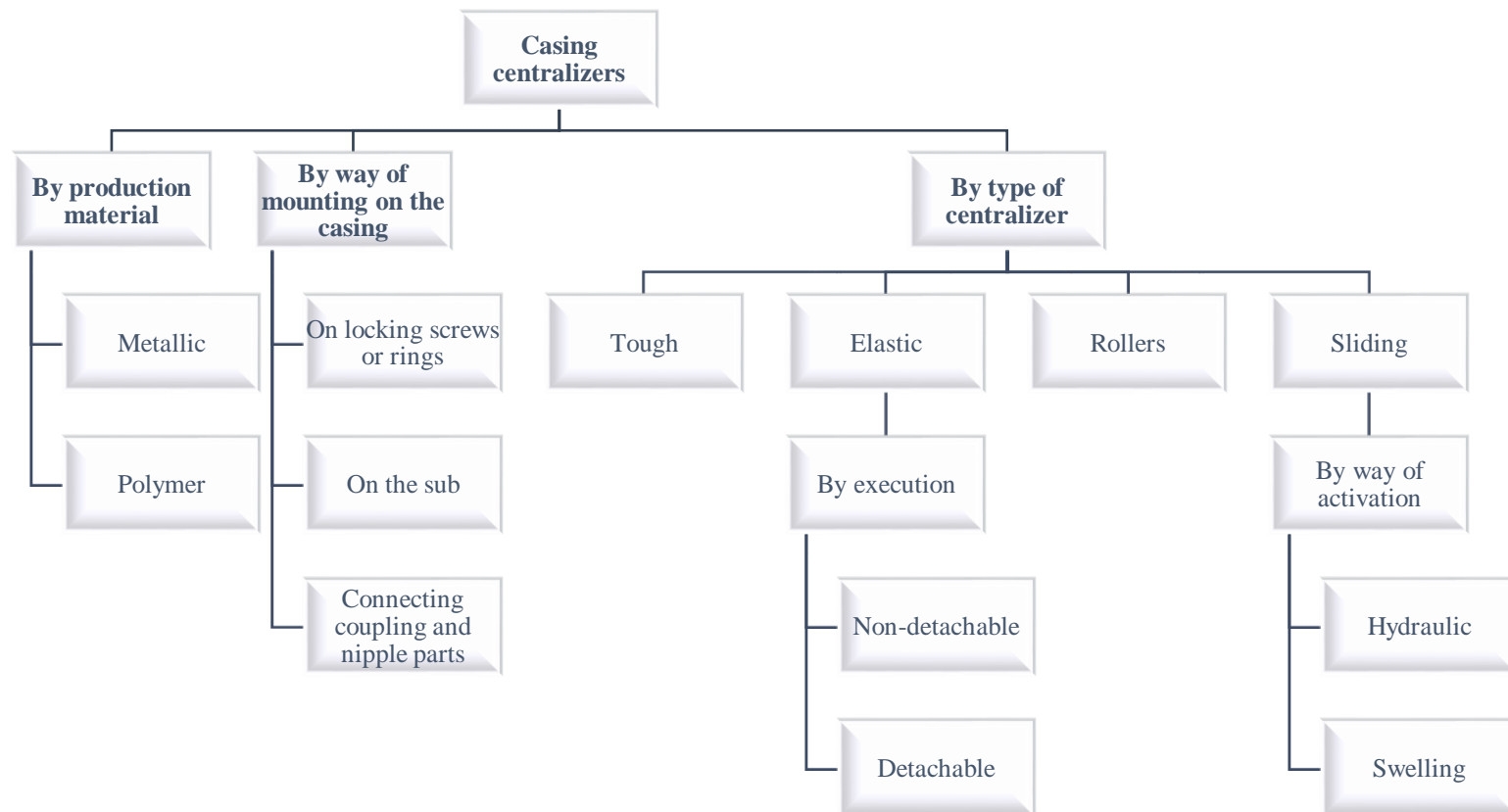


Figure 3 - Classification of the casing centralizers

2.2 Rigid casing centralizers

The group of the rigid centralizers of the casing strings are the most frequently used in the practice of the well casing, along with the elastic centralizers. They have the following advantages:

- provide better centering of the casing;
- allow the casing to be run with rotation;
- they are securely fixed on the casing, the risk of breaking and destruction in the process of lowering the casing is minimal.

However, their presence in a casing rig adds the following disadvantages:

- casing stiffness and frictional forces on the borehole wall increase, which complicates the descent;
- as the diameter of the centralizer is close to the diameter of the well, then the risk of absorption in the circulation process increases due to high hydrodynamic resistances in the annular space;
- high consumption of the materials.

2.3 Elastic casing centralizers

The elastic casing centralizers are the most common centralizers used in a casing tooling. They have gained their popularity due to the following advantages:

- have low material consumption, which reduces the cost of their production;
- due to the elastic properties of the centering elements, the casing is lowered with less friction and the casing is less rigid;
- casing can be lowered with rotation, however, this requires the use of special pipes for additional fixation of the centralizers.

However, this type of the centralizers also has the following disadvantages:

- poor quality of centering, especially in the horizontal sections of the wellbore;
- increased probability of the centralizer breaking during casing;
- due to the possibility of breaking the centralizer, the casing is not allowed to rotate with the use of most of the designs of the elastic centralizers.

2.4 Roller centralizers casing

Another type of the casing centralizers are the roller centralizers. These centralizers are less popular than rigid and elastic. One of their main advantages is the presence of the rollers or balls in their design as the centering elements, which contributes to the reduction of the friction forces in the process of lowering the casing, especially in the horizontal sections of the wellbore. However, the presence of the rollers or balls in their design is a disadvantage for the following reasons:

- like a roller bit, where the bearings are the most unreliable unit, the presence of the bearings in the roller centralizers also makes this unit vulnerable. This can lead to its jamming, breakage and even breaking of the rollers during the casing run;
- these centralizers are more problematic and expensive to manufacture than the elastic and rigid ones.

2.5 Sliding centralizers casing

The group of the sliding centralizers is very promising and allows to tackle many problems associated with the disadvantages of the casing centralizers which are used at the moment, but they do not find application in industry. Their main advantage is the small diameter in the transport position, which is not exceeding the diameter of the casing coupling, which allows:

- to produce the casing with lower friction forces;
- to carry out a better flushing of the well before the cementing, which will improve the quality of the drilling fluid displacement;
- to reduce repression on the reservoir during intermediate washes in the process of lowering the casing, which reduces the risk of absorption.

The constructions of the sliding centralizers are different. Taking into account the way of the centering elements activating, there are distinguished the hydraulic and swellable centralizers.

Hydraulic. In general, the centralizers of this group consist of the following structural elements:

- the centralizer housing;

- the nipple and coupling parts for connecting to the casing;
- the shear elements necessary to prevent a premature activation of the centering elements;
- the retractable centering elements.

In the process of lowering the hydraulic centralizers remain in the transport position and their diameter does not exceed the nominal diameter of the casing. Their activation is carried out, as usual, in the process of cementing a well, by destroying the shear and extending the centering elements due to the hydraulic energy of the fluid.

The activation of the centralizer (figure 4) is carried out in the process of pressing the cement mud. During the passage of the squeeze tube through the shear plugs 3 of the centralizer, the plugs are destroyed and the further flow of the squeezing fluid flows through the radial channels 2 into the working cylinder 6. Under the action of the hydrodynamic pressure of the squeezing fluid, the axial movement of the piston 7 and the further transfer of movement to the additional centering elements 9 occur. The queue through the hinge 10 transmits the generated force to the main centering elements 8. Due to the extension of the main 8 and additional 9 centering elements in the radial board the casing centering occurs [1].

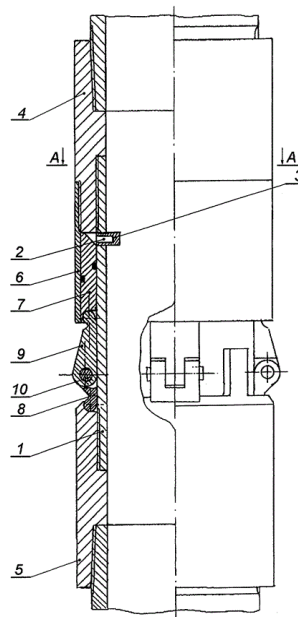


Figure 4 - Hydraulic centralizer: 1 - the body; 2 - through radial channels; 3 - the destructible traffic jams; 4, 5 - the couplings; 6 - the working cylinder; 7 - the piston; 8, 9 - the main and additional centering elements; 10 - the swivel joints

The activation of the centralizer (figure 5) is similar. After cutting the rubber rings 11 on the centralizer, under the action of the overpressure, the working piston 8 moves down. After overcoming the elasticity of the split spring ring 9, the levers 7 move apart due to the action of the conical surface of the piston 8 on the ends of the levers 7, and as a result they center the casing right to the axis of the well [2].

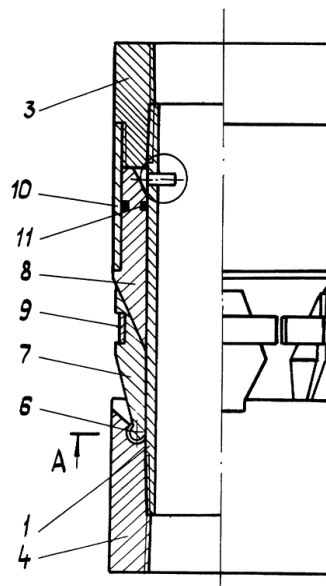


Figure 5 - Hydraulic centralizer: 1 - the casing; 2 - the holes; 3, 4 - the couplings; 5 - the annular groove; 6 - the axes; 7 - the levers; 8 - the working piston; 9 - the split spring ring; 10 - the cylinder; 11 - the rubber rings

The activation of the centralizer (figure 6) is performed during the process of squeezing the cement mud. During the passage of the squeeze tube through the shear plugs 15, the plugs are destroyed, and the squeezing fluid flows into the cavity of the cylinder 11 through the radial holes. The excessive pressure of the squeezing fluid exposes the piston 12 which, in turn, acts on the locking ring 14. As a result, it leads to the locking rings expansion and hit the conical end of the cylinder 11. When the locking piston 12 is moving it engages the ledge of the cylinder 11, which in turn releases the end of the shoe 8 and the axes 7. The locking piston stops its movement when it reaches the end of the coupling. As the pressure increases, the piston 10

starts to move, which in turn shifts the wedges 9 and the lever 6. The end of the lever 6 rests against the borehole wall and the casing is centered [3].

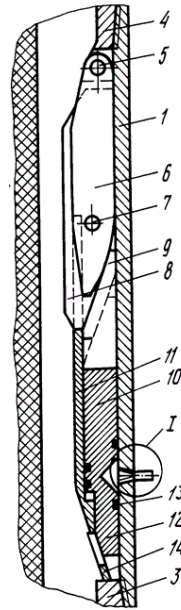


Figure 6 - Hydraulic centralizer: 1 - the casing; 2 - the holes; 3, 4 - the couplings; 5 - the fingers; 6 - the pairs of the levers; 7 - the axles; 8 - a centering shoe; 9 - the wedges; 10 - the piston; 11 - the cylinders; 12 - the lock piston; 13 - the rubber rings; 14 - the castle rings; 15 - the shear plug

The advantage of this group of the centralizers is the presence of protection against their premature activation.

However, they have the following disadvantages:

- a design complexity;
- a short stroke length of the centering elements, which can lead to a poor centering of the casing string in the intervals with a high cavernous borehole;
- there is not any fixation of the centering elements in the working position, which might result in a returning of the centering elements to the transport position.

Considering the previous disadvantages of the centralizers, in the following structures added a fixation of the centering elements in the working position.

Activation of the centralizer (figure 7) occurs at the end of the cement mud squeezing after receiving the “Stop” moment, and due to the increasing overpressure, the pin 19 is cut off, the centering elements are compressed in the

transverse direction and radially expanded. The fixation of the centering elements in the working position is carried out due to the interaction of the projections 24 with the grooves 23 [4].

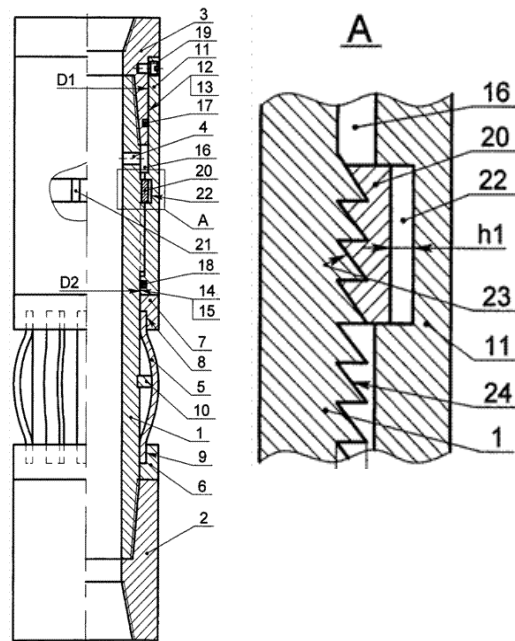


Figure 7 - Hydromechanical centralizer: 1 - the body; 2, 3 - the lower and upper subs; 4 - the radial channel; 5 - the centering elements; 6, 7 - the lower and upper bushings; 8, 9 - the grooves; 10 - the ring; 11 - the differential sleeve; 12, 14 - the upper and lower bore; 13, 15 - the grooves; 16 – the cavity; 17, 18 - the sealing rings; 19 - the shear pin; 20 — the elastic-deformable ring; 21 - the section; 22 - the groove; 23 - the annular grooves; 24 - the ledge; A – the fixation unit of the centering elements in the working position

The centralizer is activated (figure 8) during the process of the cement mud squeezing when the cementing plug passes through the ring sectors 6. It should be noted that the cement plug has a non-standard design and equipped with a spacer cone 9. It provides a better impact on the ring sectors 6 and their further expansion in the radial direction.

The movement of the ring sectors 6 through the rod 3 is transmitted to the supports 4, causing them to move towards the walls of the well. In this case, the centering element is fixed by the elastic rods 7 sliding off. The extension of the centering elements leads to the centering of the casing string. The disadvantage of

this design is that the centering elements cannot be fixed in the maximum position during the activation of the centralizer, which can lead to a poor result of the casing centering [5].

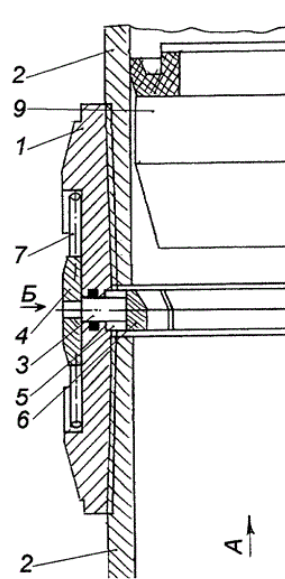


Figure 8 - Hydraulic centralizer: 1 - the body; 2 - the casing; 3 - the stock; 4 - the support; 5 - the annular groove; 6 - the sectors; 7 - the elastic rods; 8 - the figured tabs; 9 - the expansion cone

The activation of the centralizer (figure 9) is carried out in the process of the casing cementing. Under the action of an overpressure in the casing, the check valve 8 opens, and the internal center 6 of the elastic centering element 4 is filled through the channel 7. In this case, the elastic centering element increases in the size and centering the casing. The elastic centering elements are arranged spirally on the centralizer, which adds the effect of turbulence to the fluid flow and improves the replacement of the washing liquid to the cement mud [6].

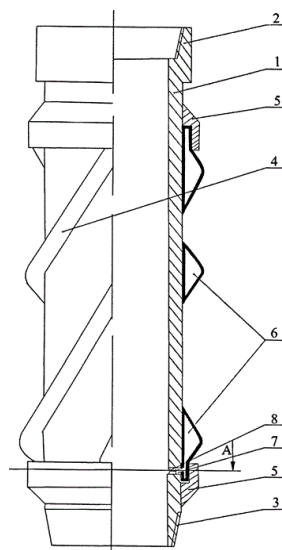


Figure 9 - Hydraulic centralizer: 1 - the body; 2 - the coupling; 3 - the nipple; 4 - the centering elements; 5 - the rings; 6 - the internal cavity; 7 - the channel; 8 - the check valve

The centralizer is activated (figure 10) at the end of the cement mud pressing in the “Stop” moment. In the same time, an overpressure (which is created in the casing) opens valve 5, the squeezing fluid flows into the interior of the housing 2 and straightens the corrugated pipe 4. The fixation of the corrugated pipe in the opened position is provided by a non-return valve and it allows to center the casing reliably [7].

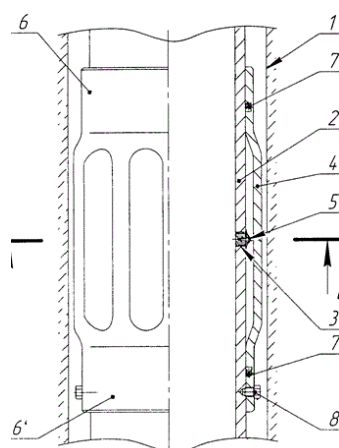


Figure 10 - Hydraulic centralizer: 1 - the well bore; 2 - the housing; 3 - the radial channels; 4 - the centering elements; 5 - a means of translating the centering elements in the working position; 6 - the corrugated pipes with annular tapered channels; 7 - the self-sealing cuffs; 8 – the screws

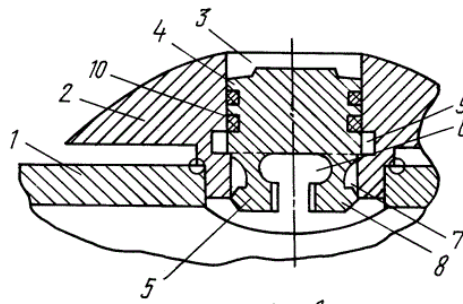


Figure 11 - Hydraulic centralizer: 1 - the casing; 2 - the housing; 3 - a cylindrical channel; 4 - the centering body; 5 - the segmental elements; 6 - the oval cavity; 7 - the ring-shaped notch; 8 - the conical protrusion; 9 - the ring groove; 10 - the fixing elements

The centralizer (figure 11) works as follows. When the cement mud is pumped into the casing, a pressure drop between the pipe and annulus occurs. Each locking element 10 is set to a certain pressure drop, at which the locking elements are cut. It forces the centering element 4 to move out of the housing 2 and to center the casing in the wellbore. The fixation of the centering elements occurs when a cone-shaped protrusion 8 enters the annular groove 9 [8].

Swelling. In general, the centralizers of this group consist of the following structural elements:

- a housing that connects to the casing nipple and coupling parts, or a locking ring with connecting screws;
- an elastic or metallic centering plates;
- a swelling material.

In the process of the casing running, the swelling centralizers remain in the transport position, their activation is performed, as usual, in the washing process when they interact with the drilling mud. The authors proposed a number of designs of the swelling centralizers.

During the casing running, the centralizer (figure 12) remains in the transport position, secured with the retaining ring 3. The hollow elements protection 4 against the friction with the borehole walls is carried out using the metal plates 2. During the washing process, the washing liquid penetrates through the semi-permeable faces of the elements 4, which leads to a swelling of the polymer. Then the plates 1 move

apart under the action of the pressure of the polymer expansion, and as a result the casing centering occurs [9].

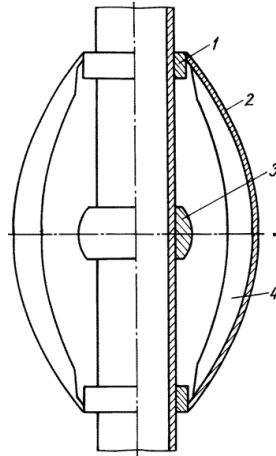


Figure 12 - Centralizer swelling: 1 - the rings; 2 - the metal plates; 3 - a lock ring; 4 - the hollow elements; 5 - the water swellable polymer

The centralizer is activated (figure 13) during the well flushing process prior to the casing cementing. The flushing fluid enters the cavity 6 through the holes 3 and interacts with the water-swellable polymer 7, which grows in the volume and presses on the rings 2. The rings 2 movement causes the plates 1 to contract, causing them to press against the well wall and to center the casing [10].

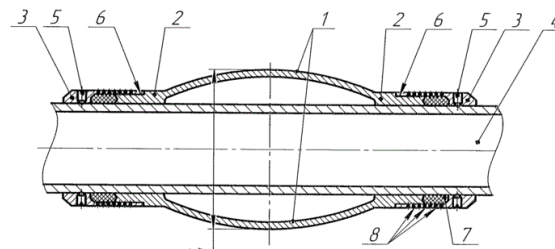


Figure 13 - Centralizer swelling: 1 - the metal plates; 2 - the rings for placement; 3 - the lock rings; 4 - the casing; 5 - the locking screws; 6 - the cavities; 7 - the water-swellable polymer; 8 – the holes

The centralizer (figure 14) works as follows. When flushing the well before the casing cementing, the washing fluid interacts with the water-swellable polymer 7, penetrating through the semi-permeable edges into the internal cavity 6 of the centering element 4. In the process of expanding of the swelling polymer, it acts on the elastic centering element wherefore the casing centering occurs [11].

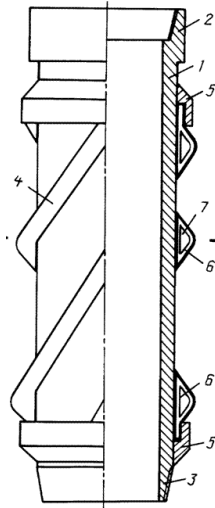


Figure 14 - Centralizer swelling: 1 - the body; 2 - the coupling; 3 - the nipple; 4 - the elastic centering element; 5 - the rings; 6 - the internal cavity; 7 - the water swellable polymer

The group of the swelling centralizers has the following advantages:

- easy to manufacture;
- there is a fixation of the centering elements in the working position.

Despite the advantages, this group has the following disadvantages:

- a lack of protection against the damage to the centering elements in a contact with the borehole walls during the casing;
- a difficulty of preventing premature activation of the centralizer during the casing running;
- a high probability of the centralizer failure due to low centering forces.

Summarizing everything said above, we can conclude that today the most promising constructions are the sliding centralizers. They have a number of the advantages that increase their efficiency in comparison with other groups of the centralizers. In particular, the casing running is more secure and less problematic, the quality of flushing prior cementing is better. However, the complexity of their design and other disadvantages do not allow these centralizers to find a favorable field of application in the practice of the well casing. Therefore, the development of an effective design of the sliding centralizers to increase the quality of the casing running and cementing is relevant and significant.